

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Д. М. КАЛЮЖНИЙ, А. О. КАРЮК, І. Є. ЩЕРБАК

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з курсу

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА
ЕЛЕКТРОЗБЕРЕЖЕННЯ

*(для студентів 4 курсу денної та заочної форм навчання за напрямом
підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології,
та слухачів другої вищої освіти
зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2016

Калюжний Д. М. Конспект лекцій з курсу «Електропостачання та електрозбереження» (для студентів 4 курсу денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання) / Д. М. Калюжний, А. О. Карюк, І. Є. Щербак; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 124 с.

Автори: Д. М. Калюжний,
А. О. Карюк,
І. Є. Щербак

Рецензент канд. техн. наук, доц. П. П. Рожков

Рекомендовано кафедрою систем електропостачання та електроспоживання міст, протокол засідання № 5 від 30 травня 2013 р.

© Д. М. Калюжний, А. О. Карюк,
І. Є. Щербак, 2016

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСТ І ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	7
2 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ.....	12
2.1 Основні визначення.....	12
2.2 Графіки електричних навантажень.....	15
2.3 Визначення розрахункових навантажень.....	23
2.3.1 Електричне освітлення	23
2.3.2 Визначення розрахункового навантаження житлових будинків	25
2.3.3 Визначення розрахункового навантаження громадсько-комунальних споживачів.....	27
2.3.4 Визначення розрахункового навантаження промислових споживачів.....	28
2.3.5 Рекомендації щодо вибору методу визначення розрахункових навантажень елементів системи електропостачання	31
3 СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	32
4 РОЗРАХУНКИ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	45
4.1 Розрахунок струмів КЗ.....	46
4.2 Вибір перерізу провідників.....	48
4.2.1 Вибір перерізу провідників за нагрівом	49
4.2.2 Вибір перерізу провідників з урахуванням термічної стійкості при КЗ	50
4.2.3 Вибір перерізу провідників за допустимою втратою напруги	51
4.2.4 Вибір перерізу провідників за економічною щільністю струму	53
4.2.5 Вибір перерізу провідників за економічними інтервалами.....	53
4.3 Захист електричних мереж	53
4.4 Вибір перерізу провідників і захист електричних мереж освітлення.....	55
5 ВИБІР ЧИСЛА І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ, А ТАКОЖ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ПС.....	56
5.1 Вибір числа силових трансформаторів	56
5.2 Вибір номінальної потужності силових трансформаторів.....	56
5.3 Шкала потужностей силових трансформаторів.....	62
5.4 Вибір місця розташування трансформаторних ПС	62
6 ВИБІР НАПРУГИ	64
6.1 Визначення раціональної напруги аналітичним способом	65
6.2 Графічне визначення раціональної напруги	67
7 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	68
8 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	75

8.1 Показники якості електричної енергії.....	75
8.2 Визначення показників якості електричної енергії і допоміжних параметрів.....	78
8.3 Норми й оцінка якості електричної енергії.....	79
8.4 Причини зниження якості електричної енергії.....	83
9 ЕНЕРГОРИНОК УКРАЇНИ.....	86
10 ПРАВИЛА КОРИСТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ	89
11 ТАРИФИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ	93
11.1 Види тарифів.....	94
11.2 Розрахунок роздрібного тарифу за спожиту електроенергію, тарифу на передачу електроенергії місцевим (локальним) електричним мережам і тарифу на постачання електроенергії	95
11.2.1 Розрахунок роздрібної ціни.....	95
11.2.2 Розрахунок середньої закупівельної ціни.....	96
11.2.3 Розрахунок коефіцієнта корекції технологічних втрат електроенергії.....	96
11.2.4 Порядок розрахунку, обґрунтування та затвердження тарифів на передачу і постачання електроенергії.....	97
11.2.5 Розрахунок тарифів на передачу електричної енергії.....	99
11.2.6 Розрахунок тарифів на постачання електричної енергії.....	100
12 ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	101
12.1 Загальні положення	101
12.2 Лічильники електричної енергії	102
12.3 Схеми включення лічильників електричної енергії	105
13 ОРГАНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ.....	110
13.1 Класифікація заходів щодо організації електроспоживання	111
13.2 Організація споживання й відключення електричної енергії	113
13.3 Системи регулювання і обліку електроспоживання.....	114
13.3.1 Класифікація систем регулювання	114
13.3.2 Одержання, обробка і надання інформації про електроспоживання	115
14 ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ І ЗАХОДИ.....	116
14.1 Основні форми економії і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів	116
14.2 Основні напрямки економії електроспоживання.....	118
14.3 Економічна оцінка енергозберігаючих технологій	119
Список джерел	122

ВСТУП

Електропостачання – це передача електричної енергії від генераторів до споживачів, що безпосередньо забезпечується системами електропостачання, які пройшли значний етапи в своєму розвитку від простих систем живлення освітлення до складних систем електропостачання мегаполісів і потужних промислових підприємств.

За цей час в практиці проектування та експлуатації вирішено багато різноманітних задач, таких як визначення розрахункових навантажень, вибір місця розташування трансформаторних підстанцій, визначення схем електричної мережі, визначення номінальної напруги, компенсація реактивної потужності та ін. Але ще багато з'явилося і залишилось питань, які не вирішені або вирішені не до кінця. Насамперед слід відмітити такі актуальні питання, як енергозбереження та якість електричної енергії.

У конспекті лекцій з дисципліни «Електропостачання та електрозбереження» викладаються основні відомості з основ електропостачання міст та промислових підприємств, а також енергозберігаючих підходів у системах електропостачання.

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

АВР	Автоматичне введення резерву
АПВ	Автоматичне повторне включення
АЧР	Автоматичне частотне розвантаження
БК	Батарея конденсаторів
ВН	Висока напруга
ВРП	Вводно-розподільний пристрій
ЕД	Енергодиспетчер
ЕРС	Електрорушійна сила
КЗ	Коротке замикання
КЛ	Кабельна лінія
ЛЕП	Лінія електропередачі
НДЦ	Національний диспетчерський центр
НКРЕ	Національна комісія регулювання електроенергетики
НН	Низька напруга
ПЕР	Паливно-енергетичні ресурси
ПЛ	Повітряна лінія
ПС	Підстанція
РДЦ	Регіональний диспетчерський центр
РП	Розподільний пункт
РШ	Розподільна шафа
ТВЕ	Технологічні втрати електроенергії
ТП	Трансформаторна ПС
ЦП	Цехова ПС

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСТ І ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Основними споживачами електричної енергії є споживачі промислових підприємств і міст. Сукупність пристроїв виробництва, передачі і розподілу електричної енергії, призначених для електропостачання споживачів електроенергії міст і підприємств будемо називати **системою електропостачання**.

Споживач електричної енергії – електроприймач чи група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом і розміщених на певній території.

Приймач електричної енергії (електроприймач) – апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії.

Характерні споживачі електроенергії міст:

- споживачі селітебних зон (житлові будинки і суспільно-комунальні установи);
- споживачі загальноміського значення (водопровід, каналізація, електротранспорт, АТС та ін.);
- промислові споживачі.

Характерні приймачі електроенергії промпідприємств:

- силові загальнопромислові пристрої (компресори, вентилятори, насоси і підйомно-транспортні пристрої);
- електричні освітлювальні установки;
- перетворювальні установки;
- електродвигуни виробничих механізмів;
- електричні печі й електротермічні установки;
- електрозварювальні установки.

Класифікація приймачів електроенергії та їх загальні характеристики. Існують різні класифікації приймачів електроенергії.

Приймачі електроенергії щодо **роду струму, класу напруги і частоти** поділяються на такі групи:

- приймачі трифазного струму напругою до 1000 В, частотою 50 Гц;
- приймачі трифазного струму напругою вище 1000 В, частотою 50 Гц;
- приймачі однофазного струму напругою до 1000 В, частотою 50 Гц;
- приймачі, що працюють з частотою, відмінною від 50 Гц, що живляться від перетворювальних підстанцій і установок;

- приймачі постійного струму, що живляться від перетворювальних підстанцій і установок.

З погляду **подібності режимів роботи** такі електроприймачі як двигуни і трансформатори можна поділити на:

- приймачі, що працюють у режимі з тривалонезмінним чи малозмінним навантаженням (електродвигуни компресорів, насосів, вентиляторів і т.п.). У цьому режимі за один цикл роботи температура обмотки сягає постійного значення (рис. 1.1, *а*). Тривалість циклу роботи при цьому складається з часу вмикання (t_e), часу роботи на холостому ході (t_x) і часу паузи (t_n);

- приймачі, що працюють у режимі короткочасного навантаження. У цьому режимі за один цикл роботи температура не досягає постійного значення, а за час паузи знижується до температури навколишнього середовища (рис. 1.1, *б*);

- приймачі, що працюють у режимі повторно-короткочасного навантаження. У цьому режимі температура піднімається за час вмикання й знижується за час пауз, але нагрівання при нормальному навантаженні не перевищує допустимої температури для даного класу ізоляції, а охолодження не досягає за час паузи температури навколишнього середовища (рис. 1.1, *в*).

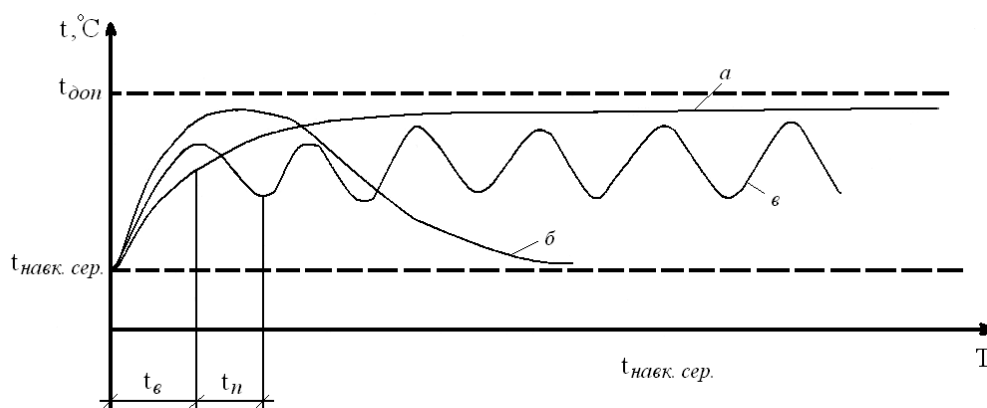


Рисунок 1.1 – Графік навантаження і охолодження при різних режимах роботи:
а – тривалий; *б* – короткочасний; *в* – повторно-короткочасний

З погляду забезпечення **надійності електропостачання** приймачі електричної енергії поділяються на три категорії:

I категорія – приймачі, перерва в електропостачанні яких може викликати небезпеку для життя людей чи значний матеріальний збиток, пов'язаний з пошкодженням устаткування, масовим браком продукції чи тривалим розладом складного технологічного циклу. Зі складу електроприймачів I-й категорії виділяють особливу групу електроприймачів,

безперебійна робота яких необхідна для безаварійного зупинення виробництва з метою запобігання загрози для життя людей, вибухів і пожеж.

Електроприймачі I-й категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення (ДЖ) і перерва в їх електропостачанні при аварійному відключенні одного з них допускається тільки на час роботи автоматичного включення резервного ДЖ.

До числа незалежних ДЖ відносяться розподільні пристрої двох електростанцій чи підстанцій (ПС), а також секції збірних шин електростанції чи ПС при одночасному дотриманні наступних умов:

- кожна із секцій, у свою чергу, має живлення від незалежного ДЖ;
- секції не зв'язані між собою чи мають зв'язок, що відключається

автоматично при порушенні нормальної роботи однієї з секцій.

Електропостачання особливої групи електроприймачів I-й категорії повинне передбачати живлення від трьох незалежних ДЖ. Для приймачів з невеликим навантаженням як третє ДЖ може бути використане автономне джерело (дизельна електростанція, акумуляторна батарея).

II категорія – приймачі, перерва в електропостачанні яких пов'язана з істотним недовідпуском продукції, простоєм людей, механізмів, промислового транспорту.

Електропостачання приймачів II категорії рекомендується забезпечувати від двох незалежних ДЖ. Припустимий час перерви в електропостачанні приймачів II категорії визначається часом включення резервного джерела, діями чергового персоналу чи виїзною бригадою електромонтерів.

III категорія – усе, що не відноситься до I і II категорій. Електропостачання приймачів III-ї категорії може здійснюватися від одного ДЖ за умови, що час перерви в електропостачанні, необхідний для ремонту чи заміни пошкодженої ділянки електричної мережі, не перевищує однієї доби.

Для більшості споживачів категорійність нормується відповідними будівельними нормами. Наприклад, житлові будинки вище 16 поверхів мають споживачів I і II категорій. До I категорії відносяться: протипожежні пристрої, ліфти, евакуаційне й аварійне освітлення, вогні світлового огороження. До II-ої категорії відноситься комплекс інших електроприймачів. Гуртожитки загальною місткістю до 50 чоловік належать до III категорії.

Залежно від розміру міста, наявності ДЖ, характеристик споживачів та ін. розрізняють три **характерні системи електропостачання міст** [1].

1. Система електропостачання малого міста (< 50 тис. чол.) з однією високою напругою. Для електропостачання малого міста (рис. 1.2) передбачаються місцева електростанція I і районна ПС II, що живиться

від енергосистеми. Живлення міських споживачів здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 10(6) кВ і 380/220 кВ, що спираються на ДЖ I і II. Для живлення промислових підприємств і комунально-побутових споживачів можуть передбачатися самостійні ПС (ТПС). Для здійснення паралельної роботи електростанції міста з енергосистемою передбачається спеціальний зв'язок, у даному разі на напрузі 10(6) кВ. При збільшенні міста розподільна мережа 10(6) кВ стає недостатньою для охоплення всіх споживачів. У зв'язку з цим у систему електропостачання вводять додаткові елементи, а саме живильну мережу 10(6) кВ, а також мережі більш високої напруги

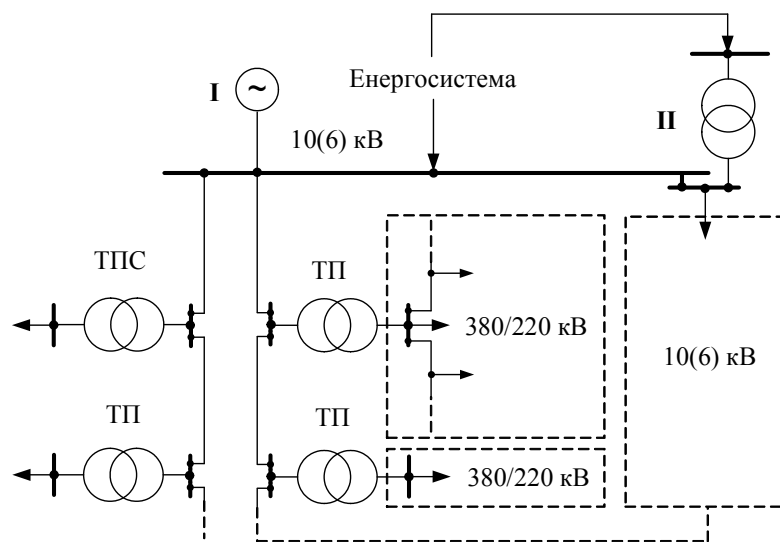


Рисунок 1.2 – Система електропостачання малого міста

2. Система електропостачання середнього міста (50-100 тис. чол) з двома високими напругами і живильними мережами (рис. 1.3). ДЖ даної системи електропостачання є електростанція I і районна ПС II, зв'язана з енергосистемою. Електропостачальна мережа 35-110 кВ містить у собі додаткові ПС III і IV і забезпечує паралельну роботу електростанції з енергосистемою. Додатковим елементом у розподільній мережі 6-10 кВ системи, що розглядається, є живильні лінії для здійснення електропостачання розподільних пунктів (РП) і розподільних трансформаторних ПС РТП. При подальшому збільшенні розмірів міста в систему його електропостачання може бути введена додаткова напруга.

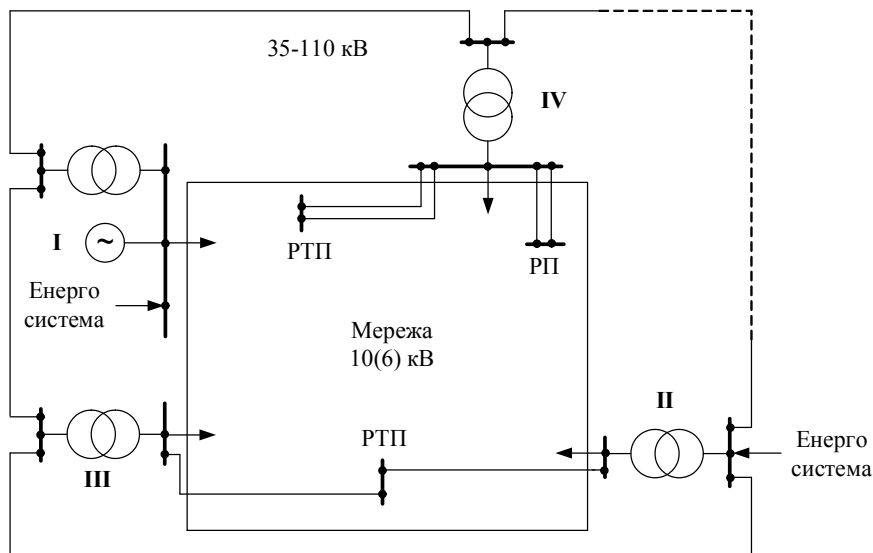


Рисунок 1.3 – Система електропостачання середнього міста

3. Система електропостачання великого міста (100-250 тис. чол) з трьома високими напругами (рис. 1.4). ДЖ системи електропостачання великого міста характеризуються великою кількістю і потужністю. Електропостачання центральних районів міста здійснюється за рахунок проміжної напруги 35 кВ. Система електропостачання великих і найбільших (250-500 тис. чол і > 500 тис. чол) міст аналогічна великим містам, для яких рекомендуються класи напруг 220-110/10/0,38 кВ, тобто виключені мережі напругою 35 і 6 кВ.

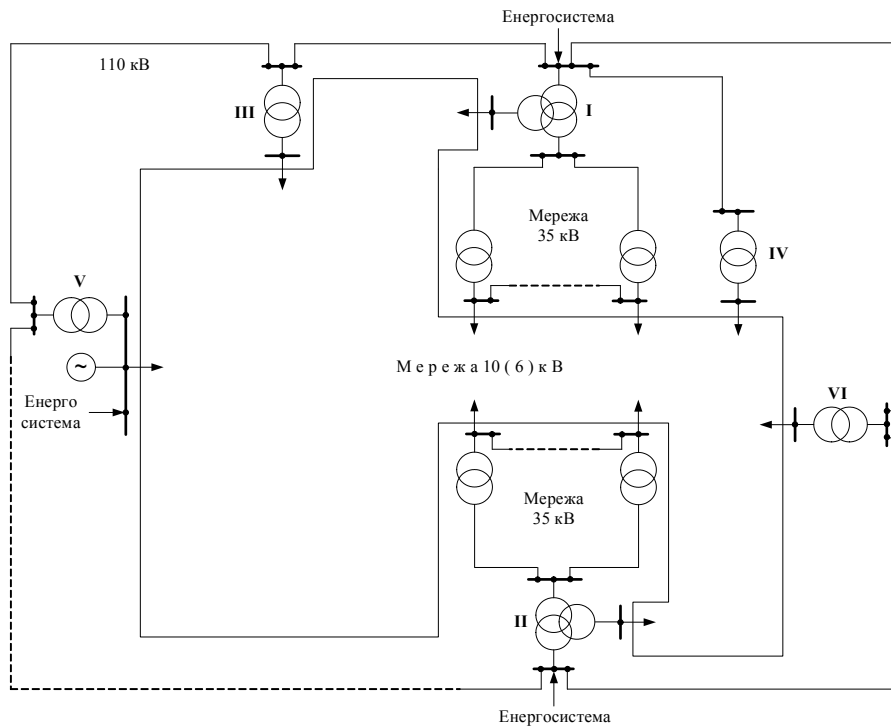


Рисунок 1.4 – Система електропостачання великого міста

Для **пром підприємств** також існують три **характерні варіанта систем електропостачання** [2]:

1. Живлення промислових підприємств тільки від електростанцій енергосистем. Цей варіант характерний для великих промислових вузлів і міст, що найчастіше є одночасно великими адміністративними і промисловими центрами з розвинутою промисловістю. При такій системі електропостачання відбувається вдале поєднання надійного електро- і теплопостачання. Такий варіант системи електропостачання найбільш прийнятний.

2. Живлення пром підприємств від енергосистем і одночасно від власних електростанцій. Наявність власної електростанції пром підприємства необхідна для забезпечення більшої надійності електропостачання і одержання теплової енергії.

3. Живлення промислових підприємств тільки від власних електростанцій промислово-міського значення. Цей варіант системи електропостачання використовується для пром підприємств, що знаходяться у віддалених і малодоступних районах.

2 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ

Електричне навантаження – це величина, що характеризує споживання електроенергії окремими приймачами чи групою приймачів. При проектуванні систем електропостачання електричне навантаження в основному задають потужністю чи струмом.

2.1 Основні визначення

Номінальна чи встановлена потужність. Це потужність зазначена в паспорті електроприймача. Під **активною номінальною потужністю** приймача $P_{ном}$ розуміється потужність, яку він споживає з мережі при номінальній напрузі. Для двигунів це потужність, що розвивається на його валу. Під **реактивною номінальною потужністю** приймача $q_{ном}$ розуміється потужність, яку він споживає з мережі «+» чи віддає в мережу «-» при номінальній активній потужності і напрузі. Для групи електроприймачів номінальна потужність $P_{ном}$ чи $Q_{ном}$ визначається сумою номінальних потужностей окремих приймачів (величини, які характеризують окремих приймачів електроенергії, будемо позначати маленькими літерами, а які характеризують групи приймачів, – великими).

Паспортна потужність приймачів, що працюють у повторно-короткочасному режимі, приводиться до номінальної тривалої потужності при тривалості включення $TB = 100\%$ за наступними формулами:

$$\begin{aligned} S_{ном} &= S_{насп} \sqrt{TB_{насп}} ; \\ P_{ном} &= P_{насп} \sqrt{TB_{насп}} ; \\ P_{ном} &= S_{насп} \cos \phi_{насп} \sqrt{TB_{насп}} , \end{aligned} \quad (2.1)$$

де $S_{насп}$, $P_{насп}$, $TB_{насп}$ і $\cos \phi_{насп}$ – відповідно паспортні значення повної, активної потужностей, відносної тривалості включення приймача і коефіцієнта потужності.

Середнє навантаження. Середні активна і реактивна потужності приймача за будь-який інтервал часу в загальному вигляді визначаються як:

$$P_c = \frac{\int_0^t p dt}{t} ; \quad q_c = \frac{\int_0^t q dt}{t} . \quad (2.2)$$

В умовах експлуатації середні навантаження за інтервал часу t визначаються за показниками лічильників відповідно до наступних виразів:

$$P_c = \frac{e_a}{t} ; \quad q_c = \frac{e_p}{t} , \quad (2.3)$$

де e_a і e_p – спожита активна і реактивна енергія за час t .

Середньоквадратичне навантаження. Середньоквадратичне навантаження за будь-який інтервал часу T у загальному вигляді визначаються з наступних виразів:

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt} ; \quad Q_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt} . \quad (2.4)$$

Максимальне навантаження. Максимальне навантаження являє собою найбільше значення потужності протягом деякого проміжку часу. За тривалістю розрізняють два види максимальних навантажень:

- максимально тривалі навантаження (10, 15, 30, 60, 120 хв.). Використовуються для вибору елементів системи електропостачання за нагрівом і розрахунку максимальних втрат потужності;
- максимально короткочасні чи пікові тривалістю 1-2 с. Використовуються для визначення втрат напруги в контактних мережах, перевірки мереж за умовами самозапуску електродвигунів, вибору плавких ставок запобіжників, розрахунків струмів спрацьовування релейного захисту.

Розрахункове навантаження (за припустимим нагрівом). Під розрахунковим навантаженням (за допустимим нагрівом) розуміється таке тривале незмінне навантаження елемента системи електропостачання, що еквівалентне очікуваному змінному навантаженню за найбільш важким тепловим впливом: максимальній температурі нагріву провідника чи тепловому зносу його ізоляції. При змінному графіку навантаження в якості розрахункового навантаження за допустимим нагрівом приймається максимальне середнє навантаження різної тривалості – 0,5; 0,75; 1; 1,5; 2; 2,5 годин (залежно від типу лінії електропередачі (ЛЕП) та умов їх прокладки, перерізу, напруги). При мало змінному графіку навантажень в якості розрахункового навантаження за допустимим нагрівом приймається середнє навантаження.

Графік навантаження. Графіком навантаження називають криву зміни навантаження в часі $P(t)$, $Q(t)$ або $I(t)$. Залежно від способів і засобів виміру графік навантаження може виглядати як безперервна (рис. 2.1, а) або як східчаста крива (рис. 2.1, б). У першому випадку $P(t)$ одержують за допомогою мікропроцесорних фіксуючих приладів, у другому – за допомогою лічильників електричної енергії, використовуючи їх показання за певні інтервали часу.

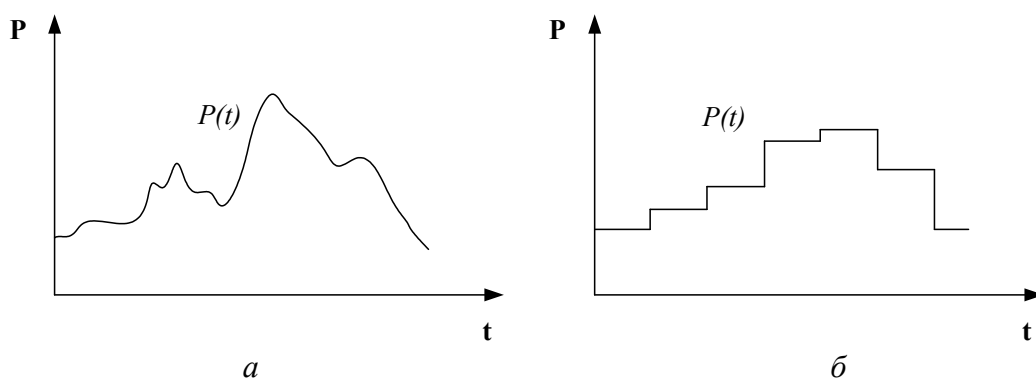


Рисунок 2.1 – Графік навантаження:

a – безперервний; b – східчастий

Приведене число приймачів. Під приведеним (ефективним) числом приймачів групи різних за номінальною потужністю і режимам роботи приймачів розуміється таке число однорідних за режимами роботи приймачів однакової потужності, що обумовлює те ж розрахункове навантаження, що і дана розглянута група різних за номінальною потужністю і режиму роботи приймачів. Приведене число приймачів групи визначається як:

$$n_n = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном,i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном,i}^2} = \frac{P_{ном}^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном,i}^2}, \quad (2.5)$$

де $P_{ном}^2$ – квадрат групової номінальної активної потужності групи приймачів; $P_{ном,i}^2$ – квадрат номінальної активної потужності i -го приймача розглянутої групи.

2.2 Графіки електричних навантажень

Слід розрізняти індивідуальні й групові графіки навантажень. Індивідуальний графік характеризує споживання навантаження окремого електроприймача, а груповий – фідер, що живить групу електроприймачів. Загальноприйняте позначення для індивідуальних графіків – $p(t)$, $q(t)$ і $i(t)$, тобто використовують рядкові символи, для групових – $P(t)$, $Q(t)$ або $I(t)$, використовують прописні символи.

Для m електроприймачів у групі мають місце наступні співвідношення:

$$P(t) = \sum_{i=1}^m p_i(t); \quad Q(t) = \sum_{i=1}^m q_i(t); \quad I(t) = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \approx \sum_{i=1}^m i_i(t). \quad (2.6)$$

Наближена рівність для визначення $I(t)$ справедливо лише при близьких значеннях коефіцієнтів потужності окремих електроприймачів.

Досить глибоко й детально графіки навантажень і їх показники розглянуті стосовно до навантажень промислових підприємств [3]. Це обумовлено переважною більшістю даного виду навантаження. Із цього не випливає, що розглянуті нижче положення не можуть бути поширені на інші види навантажень.

Аналіз будь-якого графіка здійснюють за деякий базисний час T_6 , який дорівнює цілому кратному від тривалості одного закінченого комплексного технологічного циклу T_u даної групи електроприймачів. Очевидно, T_6 вибирають таким, щоб електроприймачі протягом цього часу працювали з найбільшою продуктивністю й завантаженням. Практично завжди T_6 виявляється рівним тривалості однієї або декількох змін.

Графіки індивідуального навантаження. Розрізняють наступні типи індивідуальних графіків навантаження: періодичні; циклічні; нециклічні; нерегулярні.

Періодичний графік навантаження (рис. 2.2, а) відповідає строго ритмічному, з періодом t_u , процесу виробництва – як правило, потоковому або автоматизованому по твердій програмі.

Циклічний графік навантаження (рис. 2.2, б) відповідає випадку непотокового й неавтоматизованого, але циклічного виробництва. У цьому випадку періодичність порушена в основному через нестабільність тривалості робочих інтервалів циклів, однак тривалість робочих інтервалів циклів і характер відповідних ділянок графіка залишаються практично незмінними, які можна прийняти рівними середньої тривалості одного циклу t_{uc} .

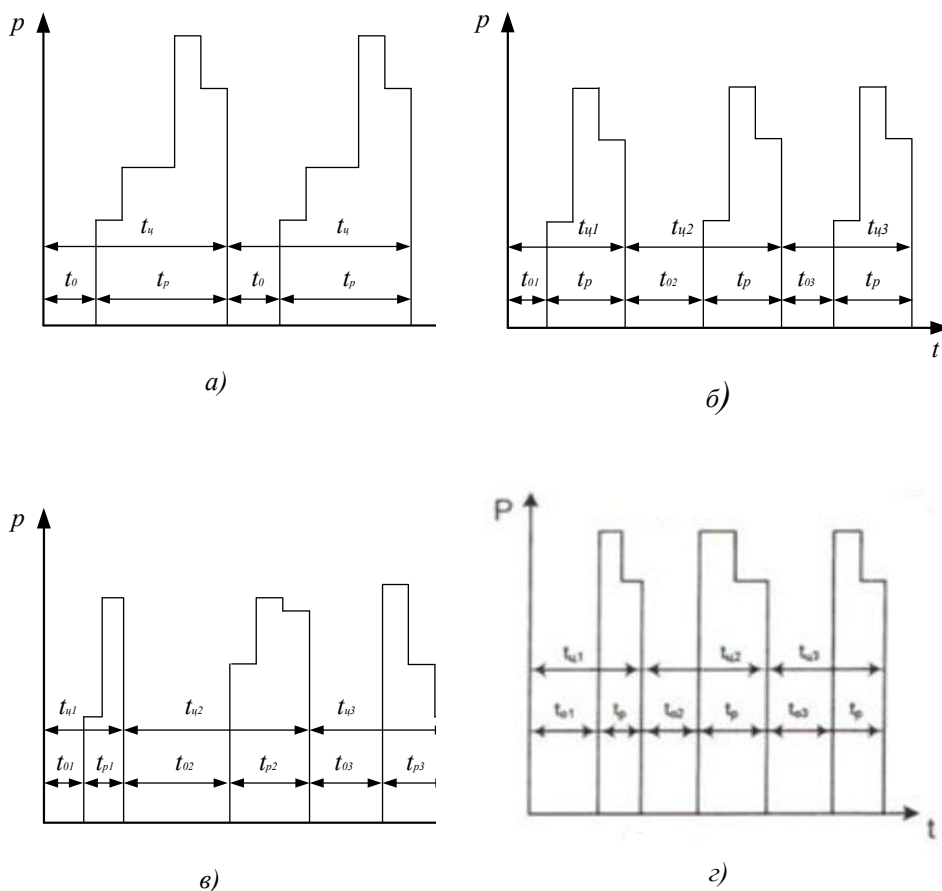


Рисунок 2.2 – Типи індивідуальних графіків:

a – періодичний; b – циклічний; c – нециклічний;
 z – нерегулярний

Нециклічний графік навантаження (рис. 2.2, c) відповідає випадку, коли виконувати агрегатом операції, що повторюються, строго не регламентовані, внаслідок чого характер графіка суттєво змінюється також і на робочих ділянках, причому тривалість останніх нестабільна. Даний тип графіка, як періодичний і циклічний, характеризується стабільністю споживання електроенергії за час циклу T_u роботи групи агрегатів, до якої належить електроприймач, що розглядається.

Нерегулярний графік навантаження (рис. 2.2, z) відповідає досить рідкому випадку нерегулярного режиму роботи, коли споживання електроенергії приймачем у часі нестабільно.

При розв'язку деяких завдань, наприклад, розрахунків навантажень, не потрібно враховувати всіх особливості форми індивідуальних графіків. У зв'язку із цим приблизно допускається приводити менш регулярні графіки до більш регулярного типу. Так, циклічний графік, можна замінити еквівалентним йому періодичним, з періодом, рівним середній тривалості одного циклу t_{uc} вихідного графіка. Для нециклічного графіка за цикл T_u можна вказати певну кількість N аналогічних технологічних операцій, тим самим встановити тривалість одного осередненого циклу t_{uc} , для якого значення показників режиму роботи слід прийняти рівними їхнім значеннями за весь цикл вихідного графіка T_u .

Іноді додатково необхідно розрізняти *однорідний* і *неоднорідний* режими роботи електроприймача. При неоднорідному режимі роботи електроприймача протягом часу T_u іноді припиняє роботу.

Графіки групового навантаження. Серед групових графіків навантажень розрізняють три типи: періодичний; майже періодичний; нерегулярний.

Періодичний графік навантаження характеризується тим, що завдання значення $p_i(t)$ в момент часу t однозначно визначає значення $p_i(t + \tau)$ в наступний момент $(t + \tau)$. Це можливо при автоматизованому виробництві по строгій програмі.

Майже періодичний графік навантаження характеризується стабільністю витрати електроенергії, тобто виконанням наступної умови:

$$mMw_0 = \text{const} \approx \int_{t_0}^{t_0+mT_u} P(t)dt, \quad (2.7)$$

де M – кількість одиниць продукції, що обробляється m агрегатами; w_0 – питома норма витрати електроенергії.

Для майже періодичного графіку навантаження момент часу t_0 , на відміну від періодичного, не є довільним, а повинен відповідати початку одного із циклів T_y (зміни).

Нерегулярний графік навантаження може мати місце при несталому процесі виробництва, у випадку роботи зі зниженими навантаженнями й продуктивністю або в рідких випадках нерегулярних графіків навантаження – при нерегулярному режимі роботи окремих електроприймачів, що входять у групу. При даному графіку навантаження умова (2.7) не виконується.

Основні показники, що характеризують графіки навантажень

Коефіцієнт використання. Коефіцієнтом використання активної потужності $\kappa_{\epsilon,a}$ приймача чи групи приймачів $K_{\epsilon,a}$ називають відношення середньої активної потужності до її номінального значення:

$$\kappa_{\epsilon,a} = \frac{P_c}{P_{ном}} ; \quad K_{\epsilon,a} = \frac{P_c}{P_{ном}} = \frac{\sum_1^n \kappa_{\epsilon,a} \cdot P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}}, \quad (2.8)$$

де n – кількість приймачів.

Коефіцієнт використання за реактивною потужністю чи струмом визначається аналогічно (2.8).

Коефіцієнт включення. Коефіцієнтом включення приймача $\kappa_{вкл}$ називають відношення тривалості включення приймача в циклі t_{ϵ} до всієї тривалості циклу t_y :

$$\kappa_{вкл} = \frac{t_{\epsilon}}{t_y} = \frac{t_p + t_x}{t_y}. \quad (2.9)$$

Коефіцієнтом включення групи приймачів чи груповим коефіцієнтом включення називається середньозважене (за номінальною активною потужністю) значення коефіцієнтів включення всіх приймачів, що входять до групи:

$$K_{вкл} = \frac{\sum_1^n \kappa_{вкл} P_{ном}}{\sum_1^n P_{ном}}. \quad (2.10)$$

Коефіцієнт завантаження. Коефіцієнтом завантаження приймача за активною потужністю $K_{з,a}$ називається відношення фактично споживаної їм середньої активної потужності $P_{с,в}$ (за час включення $t_в$ у перебігу часу циклу $t_ц$) до його номінальної потужності:

$$K_{з,a} = \frac{P_{с,в}}{P_{ном}} = \frac{1}{P_{ном}} \cdot \frac{1}{t_в} \int_0^{t_ц} p(t) dt = \frac{P_{с}}{P_{ном}} \cdot \frac{t_ц}{t_в} = \frac{K_{в,a}}{K_{вкл}}. \quad (2.11)$$

Аналогічно визначаються коефіцієнти завантаження за реактивною потужністю і струмом, а також групові коефіцієнти завантаження.

Як видно з виразу (2.9), коефіцієнт використання пов'язаний з коефіцієнтами включення і завантаження наступним співвідношенням:

$$K_{в,a} = K_{з,a} \cdot K_{вкл}. \quad (2.12)$$

Коефіцієнт форми графіка навантажень. Коефіцієнтом форми індивідуального чи групового графіка навантажень називається відношення середньоквадратичної потужності чи струму приймача або групи приймачів до середнього значення потужності чи струму за той же період часу:

$$K_{ф,a} = \frac{P_{ск}}{P_{с}}, \quad K_{ф,a} = \frac{P_{ск}}{P_{с}}. \quad (2.13)$$

Коефіцієнт форми характеризує нерівномірність графіка у часі. В умовах експлуатації коефіцієнт форми зручніше знаходити за показниками лічильників активної і реактивної енергії, відповідно до наступного виразу:

$$K_{ф,a} = \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta E_{a,i})^2}}{E_a}, \quad (2.14)$$

де E_a – спожита електроенергія за час вимірів T ; $\Delta E_{a,i}$ – споживання електроенергії за інтервал часу $\Delta T = T/m$, m – число інтервалів ΔT .

При постійному технологічному процесі виробництва і постійному обсязі продукції, що випускається, коефіцієнт $K_{\phi,a}$ форми практично постійний і не змінюється залежно від зміни графіка навантажень за розглянутий період часу за умови стабільності споживання електроенергії $E_a = \text{const}$. $K_{\phi,a}$ для більшості підприємств з досить ритмічним процесом виробництва змінюється в межах від 1,05 до 1,15. Коли величина $K_{\phi,a}$ невідома, у розрахунках її можна приблизно приймати рівною 1,1-1,15.

Коефіцієнт максимуму. Коефіцієнтом максимуму потужності називається відношення розрахункової потужності до середнього навантаження за досліджуваний період:

$$K_{m,a} = \frac{P_p}{P_c}; \quad K_{m,a} = \frac{P_p}{P_c}. \quad (2.15)$$

Звичайно коефіцієнт максимуму $K_{m,a}$ відноситься до групових графіків навантаження і залежить від приведенного числа приймачів і ряду коефіцієнтів, що характеризують режим споживання електроенергії даною групою приймачів.

Коефіцієнт попиту. Коефіцієнт попиту звичайно відноситься до групових графіків. Коефіцієнтом попиту за активною потужністю $K_{n,a}$ називається відношення розрахункової (в умовах проектування) чи споживаної (в умовах експлуатації) активної потужності до номінальної (установленої) активної потужності групи приймачів:

$$K_{n,a} = \frac{P_{p(n)}}{P_{ном}}. \quad (2.16)$$

Значення коефіцієнта попиту $K_{n,a}$ для різних груп приймачів у різних галузях промисловості визначаються з досвіду експлуатації і приймаються при проектуванні за довідковими матеріалами.

Коефіцієнт заповнення графіка навантажень. Коефіцієнтом заповнення графіка навантажень $K_{z,\phi}$ називається відношення середньої активної потужності до максимальної за досліджуваний період часу:

$$K_{3,2,a} = \frac{P_c}{P_m}. \quad (2.17)$$

Коли врахувати, що P_m , власне кажучи, збігається з P_p , то коефіцієнт заповнення графіка $K_{3,2,a}$ є величиною, зворотною коефіцієнту максимуму:

$$K_{3,2,a} = \frac{1}{K_m}. \quad (2.18)$$

При проектуванні значення коефіцієнтів заповнення добового графіка навантажень за активним і реактивним навантаженнями приймаються за довідковими даними для різних підприємств.

Коефіцієнт різночасності максимумів навантажень. Коефіцієнтом різночасності максимумів навантажень за активною потужністю $K_{p,m,a}$ називається відношення сумарного розрахункового максимуму активної потужності вузла системи електропостачання до суми розрахункових максимумів активної потужності окремих груп приймачів, що входять у даний вузол системи електропостачання:

$$K_{p,m,a} = \frac{P_p}{\sum_1^m P_{p,i}}. \quad (2.19)$$

Цей коефіцієнт характеризує зсув максимумів навантажень окремих груп приймачів у часі, що викликає зниження сумарного максимуму навантажень вузла порівняно із сумою максимумів окремих груп.

Коефіцієнт суміщення навантажень. Коефіцієнт суміщення навантажень – це відношення розрахункового максимуму сумарного навантаження до суми розрахункових навантажень електроприймачів:

$$K_{\text{сум}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\sum_1^n P_{\text{макс}i}}. \quad (2.20)$$

Тривалість використання найбільшого навантаження чи час використання максимуму навантаження:

$$T_{\text{макс}} = \frac{P_c \cdot 8760}{P_{\text{макс}}}. \quad (2.21)$$

Час найбільших втрат потужності:

$$\tau = \frac{P_{ск}^2 \cdot 8760}{P_{макс}^2}. \quad (2.22)$$

2.3 Визначення розрахункових навантажень

Визначення розрахункового навантаження проводять від нижчих до вищих ступенів системи електропостачання, розглядаючи по черзі окремі вузли електричних мереж. При цьому розрізняють навантаження, приведені до введення конкретного споживача і навантаження елементів системи (ЛЕП, ПС).

Точність визначення розрахункового навантаження визначається характером задачі. Розрахункові навантаження, обумовлені на розрахунковий термін, тобто на заданий рівень виробництва, вимагають більшої точності. Розрахункові навантаження, обумовлені на перспективу, тобто очікувані навантаження, чи обумовлені на стадії попередніх обґрунтувань, допускають меншу точність і їхній розрахунок робиться за орієнтованими показниками.

Найбільшою точністю визначення навантаження за розрахунковий термін володіють методи визначення навантаження споживачів. Визначення навантаження вищих ступенів системи електропостачання проводиться з меншою точністю, що визначається різноманіттям графіків навантаження споживачів і складністю обліку їхнього споживання.

2.3.1 Електричне освітлення

Електричні джерела світла. Це пристрої, що перетворюють електричну енергію у світлову. В даний час найбільше поширення одержали два види джерел світла: лампи накаливання і газорозрядні лампи низького і високого тиску. Лампи накаливання працюють за принципом теплового випромінювання, що виникає в результаті теплового руху молекул і атомів. Принцип дії газорозрядних ламп заснований на явищі випромінювання світлового потоку парами металів при проходженні через них електричного струму.

Проектування електричного освітлення здійснюють на підставі нормованих рівнів освітленості, архітектурно-художніх міркувань, передачі кольору, умов експлуатації, економічності для приміщень житлових, громадських і промислових будинків, об'єктів міст і населених пунктів (вулиць, доріг, площ, тротуарів, пішохідних вулиць, автостоянок, зон масового відпочинку, парків, садів та ін.) [4]. При проектуванні електричного освітлення проводять світлотехнічні розрахунки, за результатами яких визначаються кількість і **потужність ламп**. Вихідними даними для світлотехнічних розрахунків є: нормоване значення мінімальної чи середньої освітленості; тип джерела світла і світильника; висота установки світильника; геометричні

розміри освітлюваного приміщення чи відкритого простору; коефіцієнти відображення стелі, стін і розрахункової поверхні приміщення.

Світлотехнічні розрахунки виконують відповідно до наступних методів:

- точковий метод;
- метод коефіцієнта використання світлового потоку;
- метод питомої потужності.

Розрахункове навантаження освітлення визначається коефіцієнтом попиту і сумарною номінальною потужністю ламп [5]:

$$P_p = K_{n,a} \cdot \sum p_{ном} . \quad (2.23)$$

В установках з газорозрядними лампами при визначенні розрахункового навантаження треба враховувати втрати в пускорегулюючих апаратах (ПРА), тому:

- розрахункове навантаження люмінесцентних ламп при стартерних схемах запалювання:

$$P_p = 1,25 \cdot K_c \cdot \sum p_{ном} , \quad (2.24)$$

- розрахункове навантаження люмінесцентних ламп при безстартерних схемах запалювання:

$$P_p = 1,3 \cdot K_{n,a} \cdot \sum p_{ном} , \quad (2.25)$$

- розрахункове навантаження дугових ртутних ламп високого тиску (ДРЛ):

$$P_p = 1,12 \cdot K_{n,a} \cdot \sum p_{ном} . \quad (2.26)$$

Коефіцієнти попиту, що рекомендуються:

- для дрібних виробничих будинків і групових мереж $K_{n,a} = 1$;
- для виробничих будинків, що складаються з окремих прольотів $K_{n,a} = 0,95$;
- для виробничих будинків, що складаються з окремих приміщень $K_{n,a} = 0,85$.

2.3.2 Визначення розрахункового навантаження житлових будинків

Відповідно до [6] в залежності від оснащення побутовими електроприладами та їх розрахунковим навантаженнями житло (квартири) умовно поділяється на три види.

Визначення розрахункового навантаження житлового будинку з житлом (квартирами) I-го або II-го виду здійснюється за наступним виразом:

$$P_{ж.б.} = P_{ж} + 0,9 \sum P_{сил}, \quad (2.27)$$

де $P_{ж}$ – розрахункове навантаження електроприймачів житла (квартир);
 $P_{сил}$ – розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку.

Розрахункове навантаження електроприймачів житла (квартир) визначається в такий спосіб:

$$P_{ж} = p_{ж\,пит} \cdot N, \quad (2.28)$$

де $p_{ж\,пит}$ – питоме навантаження одного житла (квартири), визначене для зимового максимуму, яке враховує освітлювальне і побутове навантаження квартир, а також навантаження освітлення загальбудинкових приміщень (сходових кліток; підпілля; технічних поверхів; горищ та ін.); N – кількість житла (квартир).

Якщо $p_{ж\,пит}$ не включає освітлювальне навантаження загальнобудинкових приміщень, то визначення розрахункового освітлювального навантаження проводиться, виходячи з установленної потужності світильників з урахуванням коефіцієнта попиту.

Силове навантаження силових електроприймачів житлового будинку складається з розрахункового навантаження ліфтових та сантехнічних установок (насоси водопостачання, вентилятори та ін.):

$$P_{сил} = K_n^л \cdot \sum_{i=1}^n P_{ли} + K_n^{сан} \cdot \sum_{j=1}^m P_{санj}, \quad (2.29)$$

де K_n^l і $K_n^{сан}$ – коефіцієнти попиту для ліфтових і сантехнічних установок відповідно; P_l і $P_{сан}$ – установлена потужність електродвигунів ліфтових установок і сантехнічних установок відповідно.

Потужність резервних електродвигунів, а також електроприймачів протипожежних пристроїв при розрахунку електричних навантажень не враховується, за винятком тих випадків, коли вона визначає вибір захисних апаратів і перетинів провідників ($K_n = 1$ при одночасно працюючих електроприймачах протипожежних пристроїв).

Повна потужність визначається через коефіцієнти, що враховують реактивну потужність житла (квартир) і загальбудинкових електроприймачів: $tg\phi_{кв}$ і $tg\phi_c$.

Для житла III-го виду допускається визначати питоме навантаження на введені такого житла (котеджу) за наступним виразом:

$$P_{кт.пит} = P_{заяв(вс)} \cdot K_n, \quad (2.30)$$

де $P_{заяв(вс)}$ – заявлена (встановлена) електроприймачів, яку слід визначати додаванням номінальних потужностей електропобутових та освітлювальних пристроїв, систем електричного опалення та електроводоподогріву, яким оснащено житло (котедж); K_n – коефіцієнт попиту.

Розрахункове навантаження ліній живлення та на шинах 0,4 кВ ТП від електроприймачів житла (котеджів) III-го виду з однаковими питомих навантаженнями на введені $P_{кт.N}$ попередньо можна визначати за формулою:

$$P_{кт.N} = P_{кт.пит} \cdot N \cdot K_{од}, \quad (2.31)$$

де N – кількість житла; $K_{од}$ – коефіцієнт одночасності.

У випадку різних питомих навантажень розрахункове навантаження групи житла слід визначати наступним чином

$$P_p = (P_{n1} - P_{ni}) \cdot N_1 \cdot K_{од1} + (P_{n2} - P_{ni}) \cdot N_2 \cdot K_{од(1+2)} + \dots + (P_{n(i-1)} - P_{ni}) \cdot N_{(i-1)} \cdot K_{од[1+2+\dots+(i-1)]} + P_{ni} \cdot (N_1 + N_2 + \dots + N_i) \cdot K_{од[1+2+\dots+i]}, \quad (2.32)$$

де $P_{n1}, P_{n2}, \dots, P_n$ – питоми навантаження на вводі житла різних різновидів; N_1, N_2, \dots, N – кількість житла різних різновидів; $K_{од1}, K_{од}, \dots, K_{од}$ –

коефіцієнт одночасності, який визначається для кількості житла кожного відповідного різновиду; $K_{od[1+2+...+(i+1)]}$ – коефіцієнт одночасності для сумарної кількості житла відповідних різновидів.

2.3.3 Визначення розрахункового навантаження громадсько-комунальних споживачів

Громадсько-комунальних споживачів можна розділити на дві групи:

1. Установи культурно-побутового призначення (освіта, охорона здоров'я, торгівля, громадське харчування, зв'язок);
2. Комунально-господарські підприємства (котельні, водопровід, каналізація) і внутрішньоміський електротранспорт.

Визначення розрахункового навантаження споживачів 1 групи, приведеної до введення споживачів, базується на використанні відповідних коефіцієнтів попиту для освітлювального і силового навантажень і коефіцієнта суміщення навантажень для сумарного навантаження споживача [6]:

$$P_{расч} = K_{сум} \cdot (P_{р.о.} + P_{р.с.} + K \cdot P_{р.х.с.}), \quad (2.33)$$

де $P_{р.о.} = K_{н,а,о.} \cdot P_{ном.о.}$ – розрахункове освітлювальне навантаження, що визначається коефіцієнтом попиту $K_{н,а,о.}$ і встановленою потужністю освітлювальних установок споживача $P_{ном.о.}$; $P_{р.с.} = K_{с.с.} \cdot P_{ном.с.}$ – розрахункове силове навантаження, що визначається аналогічно; $P_{р.х.с.} = K_{с.х.с.} \cdot P_{ном.х.с.}$ – розрахункове навантаження холодильних установок і систем кондиціонування, обумовлене аналогічно; K – коефіцієнт, що залежить від співвідношення $P_{р.о.}$ та $P_{р.х.с.}$.

Крім цього розрахункове навантаження установ культурно-побутового призначення може бути визначене за питомими навантаженнями.

Якщо установа І групи вбудована в житловий будинок, то розрахункове навантаження на введенні в житловий будинок визначається як [6]:

$$P_{р\ жб\ сусп} = P_{р\ жб} + K_{нм} \cdot P_{р.уст}, \quad (2.34)$$

де $P_{р.уч}$ – розрахункове навантаження установи, вбудованої в будинок; $K_{нм}$ – коефіцієнт участі максимуму навантаження вбудованої установи в максимумі навантаження житлового будинку.

Орієнтована оцінка сумарного навантаження мікрорайону з урахуванням житлових будинків і установ культурно-побутового призначення може провадитись за укрупненими показниками:

$$P_{p.мк} = (p_{п.т.жб} + p_{п.т.сусп}) \cdot G \cdot 10^{-3}. \quad (2.35)$$

Розрахункові навантаження комунально-господарських підприємств і внутрішньоміського електротранспорту визначаються за спеціальними методиками. Наприклад [6, 1], визначення розрахункового навантаження квартальних котелень базується на схемі теплопостачання. Електричне навантаження котельні містить у собі дві складові: навантаження мережних насосів $P_{м.к.}$ і навантаження інших електроприймачів котельної $P_{і.к.}$. Навантаження мережних насосів $P_{м.к} = p_{м.п.т.} \cdot Q$, де $p_{м.п.т.}$ – питома розрахункова навантаження мережних насосів, що залежить від наявності насосів, що підкачують, уздовж мережі, довжини мережі та інших параметрів теплової мережі; Q – розрахункове теплове навантаження району. Розрахункове навантаження інших електроприймачів котельні $P_{і.к} = p_{і.п.т.} \cdot Q$, де $p_{і.п.т.}$ – питома розрахункова навантаження котельні без мережних насосів.

2.3.4 Визначення розрахункового навантаження промислових споживачів

Методи розрахунку навантаження промислових підприємств, що застосовуються в теперішній час, можуть бути розділені на точні й наближені [7]. У точних методах розрахункове навантаження визначається на основі середнього навантаження з використанням відповідних коефіцієнтів: $P_p = K_1 \cdot P_{cp}$ чи з урахуванням розсіювання розрахункового максимуму навантаження від його середнього значення: $P_p = P_c + \beta \sigma$. У наближених методах розрахункове навантаження визначається на основі встановленої потужності електроприймачів з введенням уточнюючого коефіцієнта: $P_p = K_2 \cdot P_{ном}$ або на основі узагальнюючих показників, зв'язаних з технологічним процесом (питома витрата електроенергії на одиницю продукції чи питома навантаження на одиницю виробничої площі).

Основними методами визначення розрахункових навантажень є методи за:

- встановленою потужністю і коефіцієнтом попиту;
- середньою потужністю і відхиленням розрахункового навантаження від середнього (статистичний метод);
- середньою потужністю і коефіцієнтом форми графіка навантажень;

- середньою потужністю і коефіцієнтом максимуму (метод упорядкованих діаграм).

Допоміжні методи визначення розрахункових навантажень за:

- питомими витратами електроенергії на одиницю продукції при заданому обсязі випуску продукції за визначений період;
- питомим навантаженням на одиницю виробничої площі.

Визначення розрахункового навантаження за встановленою потужністю і коефіцієнтом попиту. Відповідно до даного методу розрахункове навантаження для групи однорідних за режимом роботи приймачів визначається з наступних виразів:

$$P_p = K_{n,a} \cdot P_{ном}; \quad (2.36)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi ,$$

де $K_{n,a}$ – коефіцієнт попиту даної характерної групи приймачів, прийнятий за довідковими даними; $\operatorname{tg} \phi$ – коефіцієнт потужності для даної групи приймачів, що визначається за довідковими даними.

Визначення розрахункового навантаження за середньою потужністю та коефіцієнтом максимуму (метод упорядкованих діаграм)

$$P_p = K_{m,a} \cdot P_c = K_{m,a} \cdot K_{в,a} \cdot P_{ном}, \quad (2.37)$$

де $K_{m,a} = f(K_{в,a}, n_{\Pi})$ знаходять за довідковими даними залежно від величини групового коефіцієнта використання і приведенного числа електроприймачів.

Визначення розрахункового навантаження за середньою потужністю і відхиленням розрахункового навантаження від середнього (статистичний метод). Цей метод дозволяє визначити розрахункове навантаження з різною прийнятою імовірністю за піком температури та зносу ізоляції за виразом

$$P_p = P_c \pm \beta \sigma, \quad (2.38)$$

де σ – середньоквадратичне відхилення; β – прийнята кратність міри розсіювання залежно від піку температури та зносу ізоляції.

Статистичний метод потребує детального дослідження режимів роботи різних електроприймачів у різних галузях промисловості для визначення σ . З урахуванням цього недоліку було вдосконалено статистичний метод за рахунок максимального використання довідкових даних, що вже існують. У результаті

статистичний метод зводиться до методу з використанням коефіцієнту максимуму, що визначається як [5]

$$K_{m,a} = 1 + \frac{1}{\sqrt{n_n}} \cdot \left(\frac{0,5}{K_6} - 0,4 \right), \quad (2.39)$$

де n_n достатньо визначати за наступним спрощеним виразом: $n_n = \frac{2P_{ном}}{P_m}$.

Визначення розрахункового навантаження за середньою потужністю та коефіцієнтом форми. Відповідно до даного методу розрахункове навантаження групи приймачів визначається як

$$P_p = P_m \cdot K_{\phi,a}; \quad (2.40)$$

$$Q_p = Q_m \cdot K_{\phi,p} \text{ чи } Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi.$$

У розглянутому методі розрахункове навантаження приймається рівним середньоквадратичному, тому що $K_{\phi,a} = P_{ск} / P_c$.

Цей метод використовується для визначення розрахункових навантажень при досить рівномірних графіках навантажень, коли значення $K_{\phi,a}$ лежить в межах від 1,0 до 1,2, завжди для приймачів з повторно-короткочасним режимом роботи і для груп приймачів з тривалим режимом роботи з груповим циклом $T_{ц} \ll 3T_0$, де T_0 – постійна часу нагрівання провідника.

Визначення розрахункового навантаження за питомим навантаженням та одиницею виробничої площі. Розрахункове навантаження відповідно до даного методу визначається як

$$P_p = p_0 \cdot F, \quad (2.41)$$

де F – площа розміщення приймачів групи; p_0 – питома розрахункова потужність на 1 м^2 виробничої площі.

Цей метод було запропоновано для проектування універсальних мереж цехів малого і середнього машинобудування, що характеризуються великою кількістю приймачів малої потужності, більш-менш рівномірно розподілених на виробничій площі цехів. Під універсальними мережами розуміються мережі, що без переробок задовольняють будь-яким змінам технологічного процесу і перестановкам устаткування.

Визначення розрахункового навантаження за питомими витратами електроенергії на одиницю продукції. Розрахункове навантаження відповідно до даного методу визначається як

$$P_p = P_c = \frac{M_{зм} \cdot e_{a, num}}{T_{зм}}, \quad (2.42)$$

де $e_{a, num}$ – питомі витрати активної електроенергії на одиницю продукції; $M_{зм}$ – кількість продукції, що випускається за зміну; $T_{зм}$ – тривалість найбільш завантаженої зміни.

Цей метод рекомендується використовувати для приймачів з незмінним чи малозмінним в часі навантаженням, де розрахункове навантаження збігається із середнім навантаженням.

2.3.5 Рекомендації щодо вибору методу визначення розрахункових навантажень елементів системи електропостачання

Промислові підприємства. Аналіз розглянутих різних методів визначення розрахункового навантаження дозволяє дати загальні рекомендації щодо його розрахунку [7]:

1. Для визначення розрахункових навантажень за окремими групами приймачів і у вузлах напругою до 1000 В у цехових мережах слід використовувати метод упорядкованих діаграм.

2. Для визначення розрахункових навантажень на вищих ступенях системи електропостачання (починаючи з цехових шинопроводів чи шин цехових трансформаторних ПС (ЦП) і закінчуючи лініями, що живлять підприємство) слід застосовувати методи розрахунку, засновані на використанні середньої потужності і коефіцієнтів максимуму і форми.

3. При орієнтованих розрахунках на вищих ступенях системи електропостачання можливе застосування методів розрахунку за встановленою потужністю і коефіцієнтом попиту, а в деяких окремих випадках – за питомими показниками споживання електроенергії.

Однак згідно з «Вказівками з визначення електричних навантажень у промислових установках» розрахункове навантаження споживачів промислових підприємств рекомендується визначати на всіх ступенях системи електропостачання за середньою потужністю та коефіцієнтом максимуму.

Міста. Визначення розрахункових навантажень ліній 0,38 кВ, ТП, РП, розподільних і живильних ліній 10(6) кВ, ПС 35-110 кВ і відповідних електричних мереж, при невідомих графіках навантаження, виконують з використанням коефіцієнта участі в максимумі навантаження $K_{\text{нм}}$ чи коефіцієнта суміщення максимумів навантаження $K_{\text{сум}}$ [1]. У першому випадку

коефіцієнт участі в максимумі навантаження $K_{\text{нм}}$ вводиться в розрахункове навантаження розглянутого споживача і враховує частку цього навантаження в сумарному максимумі навантаження розглянутого елемента системи електропостачання:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс.о}} + K_{\text{н.м1}} \cdot P_{\text{макс1}} + K_{\text{н.м2}} \cdot P_{\text{макс2}} + \dots + K_{\text{н.ми}} \cdot P_{\text{макси}}, \quad (2.43)$$

де P_{Σ} – сумарне навантаження, що приймається за розрахункове; $P_{\text{макс.о}}$ – максимум навантаження основного споживача, що формує максимум сумарного навантаження; $P_{\text{макс1}} \dots P_{\text{макси}}$ – максимумами навантаження інших споживачів; $K_{\text{н.м1}} \dots K_{\text{н.ми}}$ – коефіцієнти участі в максимумі основного навантаження інших споживачів.

У другому випадку коефіцієнт суміщення максимумів навантаження $K_{\text{сум}}$ вводиться в суму максимумів розрахункового навантаження всіх споживачів даного елемента системи електропостачання:

$$P_{\Sigma} = K_{\text{сум}} \cdot \sum_1^n P_{\text{макс}i}. \quad (2.44)$$

У практиці проектування визначення розрахункового навантаження за допомогою коефіцієнта участі в максимумі навантаження $K_{\text{нм}}$ використовується при розрахунку навантаження ліній 0,38 кВ і трансформаторів ТП. На вищих ступенях електропостачання розрахункове навантаження визначають за допомогою коефіцієнта суміщення максимумів навантаження $K_{\text{сум}}$, що рекомендовано відповідними будівельними нормами.

3 СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Схеми електропостачання міст і промислових підприємств напряму пов'язані з надійністю забезпечення електричною енергією своїх споживачів. Де під надійністю розуміється здатність системи електропостачання і її окремих частин забезпечувати безперебійне постачання споживачів електричною енергією.

Основні принципи забезпечення надійного електропостачання полягають у наступному:

- застосування відповідних (резервованих) схем електропостачання;
- використання резервних ДЖ;

- використання мережної автоматики, під якою розуміється комплекс пристроїв для автоматичного включення і відключення ЛЕП, трансформаторів, шин при порушенні електропостачання (автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного вводу резерву (АВР), автоматичного частотного розвантаження (АЧР).

На теперішній час не існує загальноприйнятої класифікації схем електропостачання [8, 4]. Найбільш розповсюдженою є їх класифікація за конфігурацією: радіальні, магістральні й змішані.

Радіальні схеми. Це схеми, в яких електрична енергія від ДЖ передається до споживача без відгалужень. Залежно від надійності електропостачання радіальні схеми бувають нерезервованими й резервованими (рис. 3.1).

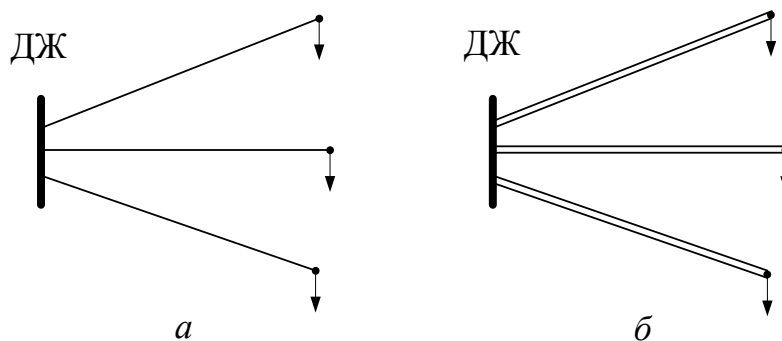


Рисунок 3.1 – Радіальні схеми електропостачання:
а – нерезервована; б – резервована

Магістральні схеми. Це схеми, в яких електрична енергія від ДЖ передається до декількох споживачів від однієї магістралі. Магістральні схеми умовно можна розділити на дві групи. До першої групи відносяться одиночні магістральні схеми з одностороннім і двостороннім живленням (рис. 3.2 а, б). До другої групи належать схеми з двома магістралями і схема з резервною магістраллю (рис. 3.2, в, г, д).

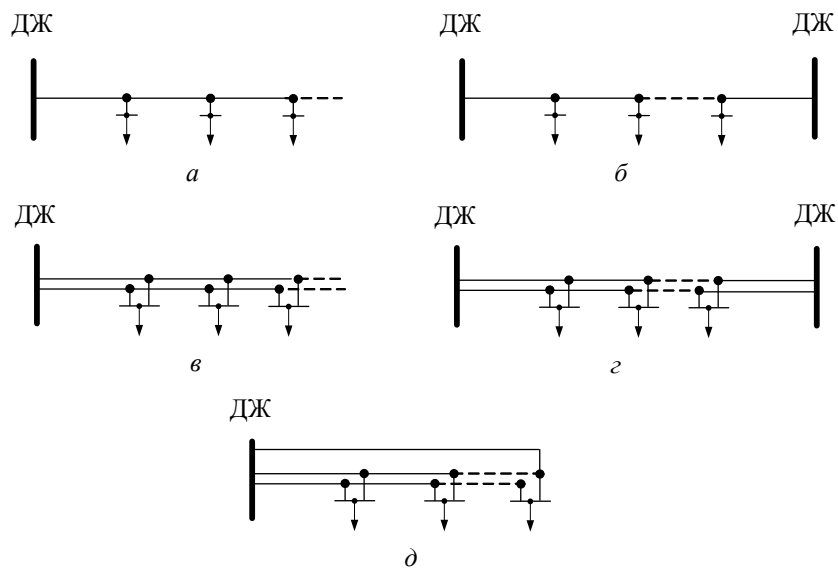


Рисунок 3.2 – Магістральні схеми електропостачання:

а – одиночна з одностороннім живленням; *б* – одиночна з двостороннім живленням; *в* – подвійна з одностороннім живленням; *г* – подвійна з двостороннім живленням; *д* – подвійна з резервною магістраллю

Змішані схеми. Ці схеми включають в себе елементи радіальних і магістральних схем (рис. 3.3).

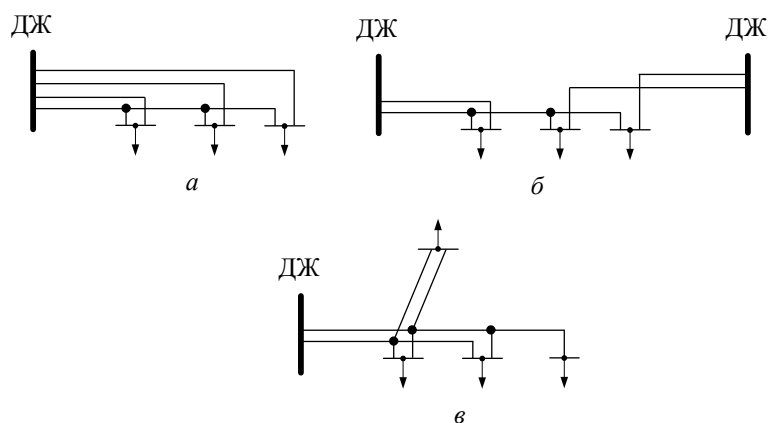


Рисунок 3.3 – Змішані схеми електропостачання:

а – одиночна магістральна схема з одностороннім живленням при резервуванні споживачів радіальними лініями; *б* – одиночна магістральна схема з двостороннім живленням при резервуванні споживачів радіальними лініями; *в* – розгалужена радіально-магістральна схема

Розглянемо **структурні схеми** електропостачання міст і промислових підприємств.

У схемах електропостачання міст і промислових підприємств (рис. 3.4) можна виділити три рівні електропостачання (табл. 3.1) [4, 9, 1, 7].

Таблиця 3.1 – Рівні електропостачання

Рівні електропостачання	I	II	III
Місто	Електропостачальна мережа	Живильна мережа	Розподільна мережа
Промислове підприємство	Зовнішня мережа	Розподільна мережа	Цехова мережа

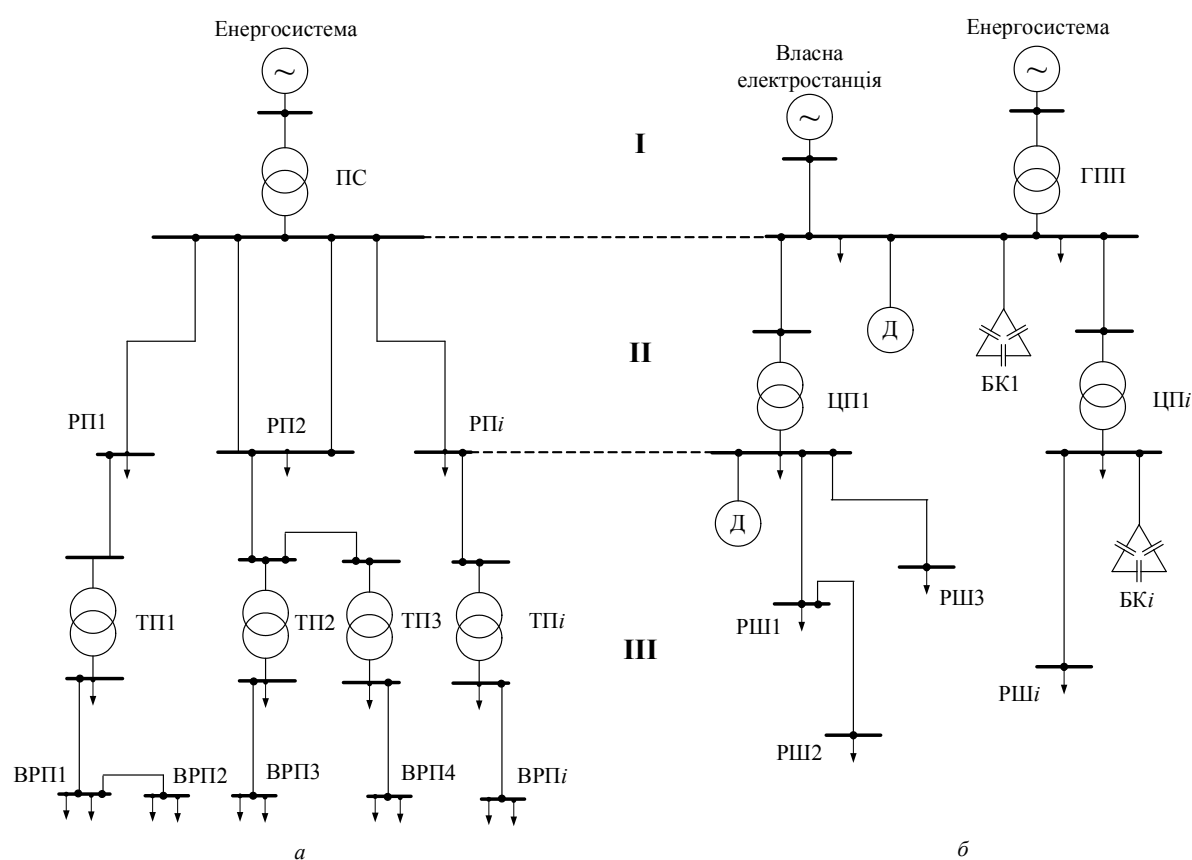


Рисунок 3.4 – Структурні схеми електропостачання:
а – міста; б – промислового підприємства

Електричні мережі міста. *Електропостачальна мережа* призначена для зв'язку з ДЖ і виконується, як правило, у вигляді кільцевої мережі із системами глибоких введень, що наближають високу напругу (ВН) до центрів навантаження споживачів з мінімальним числом трансформацій (рис. 3.5). Кільцева мережа виступає як збірні шини, до яких з однієї сторони приєднуються ДЖ, з іншої споживачі. Напруга електропостачальної мережі

визначається розмірами міста. Для великих і найбільших міст ця напруга складає 110-220 кВ. Глибоке введення здійснюється безпосередньо від опорних ПС електропостачальної мережі чи за допомогою відпайок від кільцевої мережі.

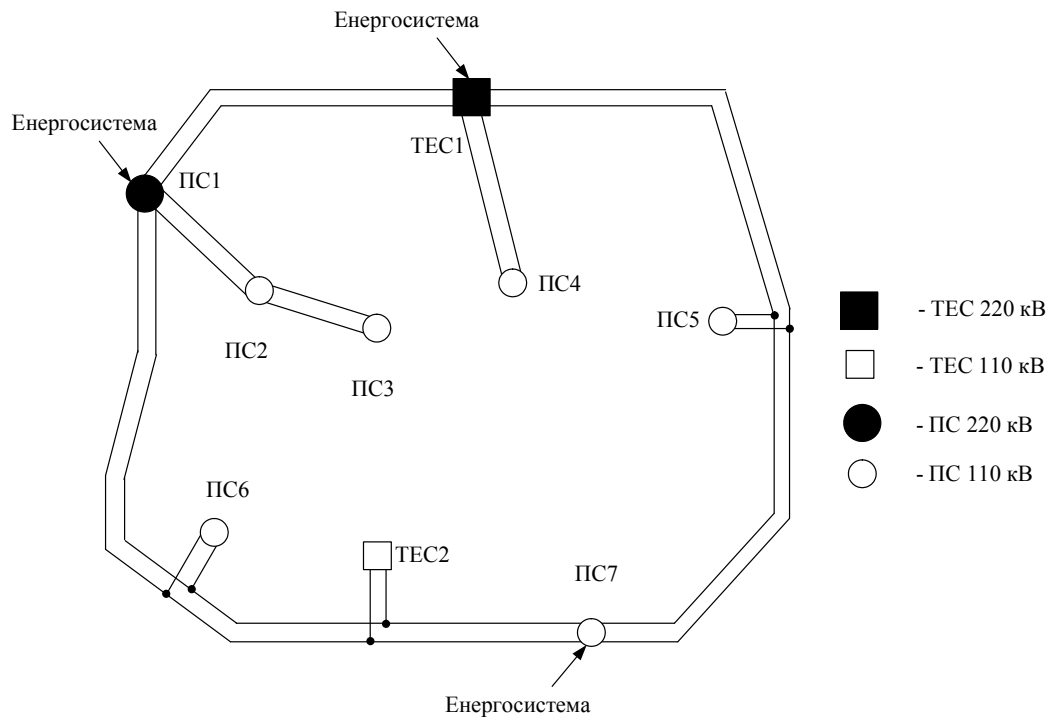


Рисунок 3.5 – Електропостачальна мережа міста

Живильна мережа призначена для електропостачання ДЖ розподільної мережі (рис. 3.6), у якості яких виступають розподільні пункти (РП). РП називають електротехнічний пристрій, що служить для прийому електроенергії від ДЖ на напрузі 10(6) кВ і розподілу її серед споживачів (ТП 10(6) кВ). Якщо в системі електропостачання не застосовуються РП, то живильна мережа відсутня.

Розподільні мережі розрізняють напругою 10(6) кВ і 0,38 кВ. Розподільні мережі виконують за петльовими, радіальними і багатопроменивими схемам. Схеми розподільної мережі залежать від категорійності споживачів, засобів що використовуються для захисту й автоматики, та ін.

Розподільна мережа 6-10 кВ. Петльова схема. Найбільше поширення в міських мережах знайшла петльова схема з двостороннім живленням (рис. 3.7). У нормальному режимі ця схема працює в розімкнутому стані в точці поточкорозподілу. У післяаварійних режимах ця схема працює також у розімкнутому режимі, тільки точкою поточкорозділу є відключена частина схеми мережі. Петльову схему використовують для електропостачання споживачів II і III категорій.

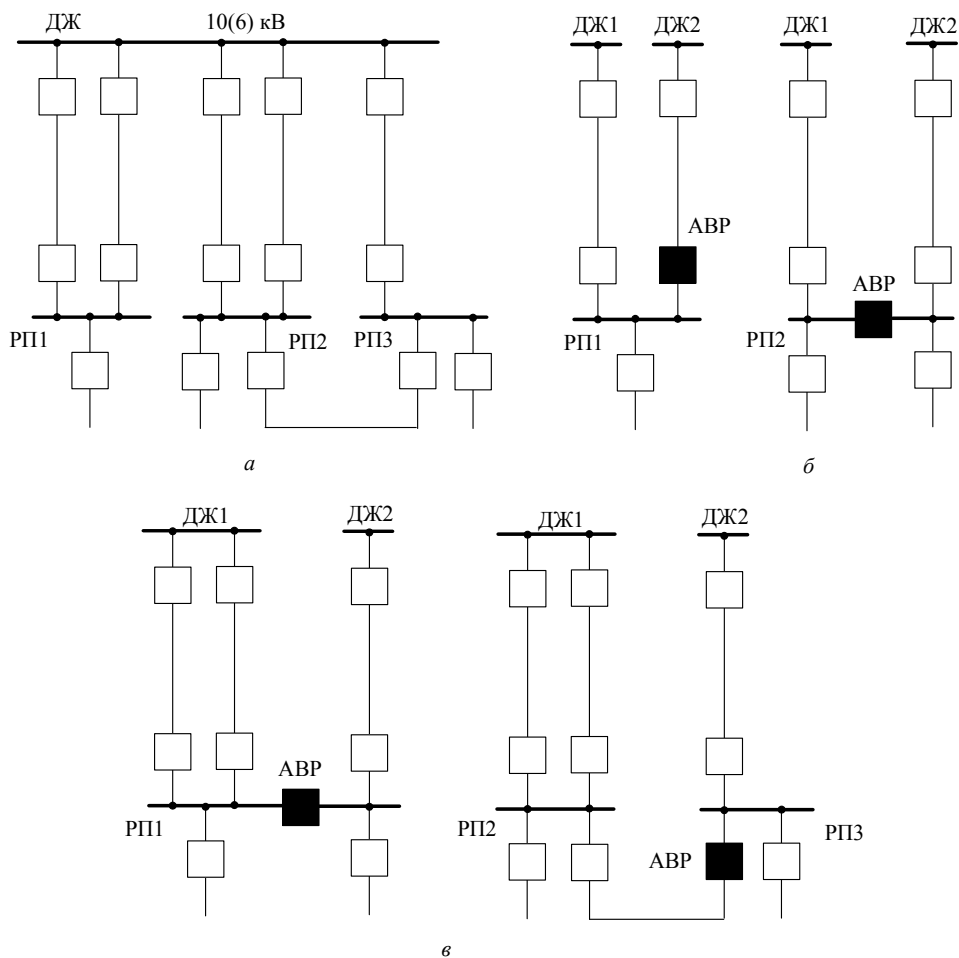


Рисунок 3.6 – Схеми живельної мережі 10(6) кВ міста:
 а – з паралельною роботою ліній; б – з окремою роботою ліній;
 в – комбіновані схеми

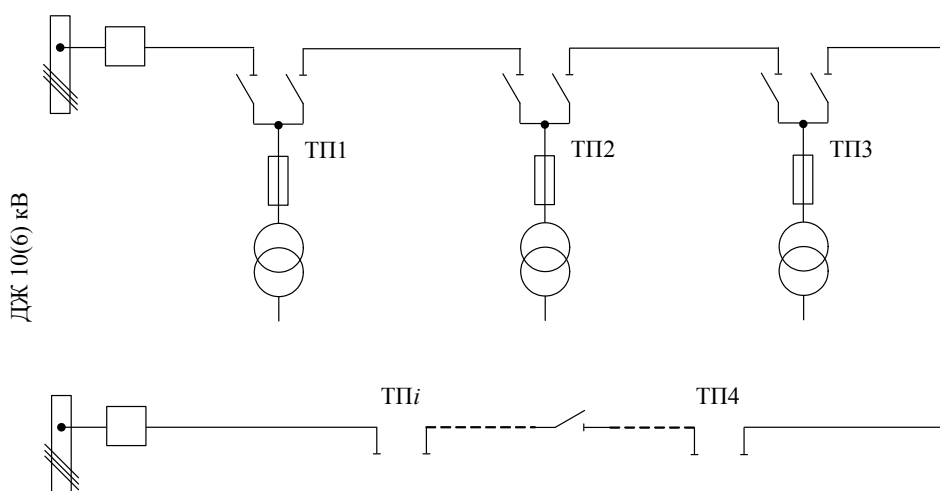


Рисунок 3.7 – Петльова схема з двостороннім живленням

Двопроменева схема з АВР на стороні 10(6) кВ. У цій схемі (рис. 3.8, а) однострансформаторні ТП підключаються по черзі до лінії Л1 і Л2. На кожному ТП АВР реалізується за допомогою вимикачів навантаження. Один з вимикачів навантаження включений і діє на відключення, інший відключений і діє на включення (за рахунок конструктивних змін). Для підвищення пропускної здатності ліній у нормальному режимі використовується багатопроменева схема з АВР на стороні 10(6) кВ (рис. 3.8, б). Багатопроменеві схеми з АВР на стороні 10(6) кВ використовуються для електропостачання споживачів II і III категорій.

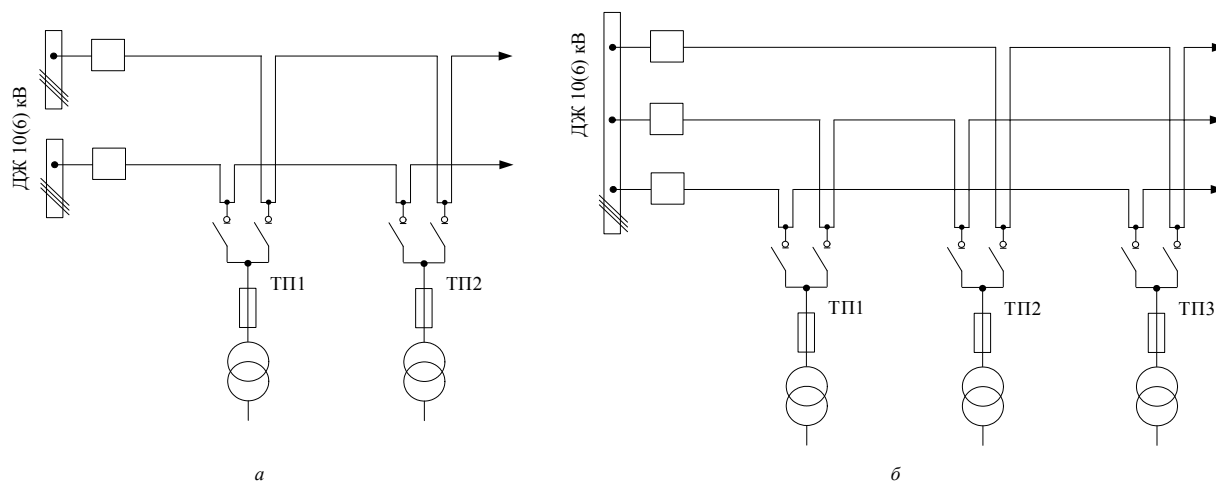


Рисунок 3.8 – Променеві схеми з АВР на стороні 10(6) кВ:

а – двопроменева; б – трипроменева

Двохпроменева схема з АВР на стороні 0,4 кВ. У цій схемі (рис. 3.9) використовуються двотрансформаторні ТП. Кожен трансформатор одержує живлення по окремій незалежній лінії. При пошкодженні одного з двох трансформаторів чи однієї з двох ліній другий трансформатор бере все навантаження ТП на себе. Це забезпечується завдяки спеціальній схемі АВР на стороні 0,4 кВ. Двопроменева схема використовується для електропостачання споживачів I і II категорій.

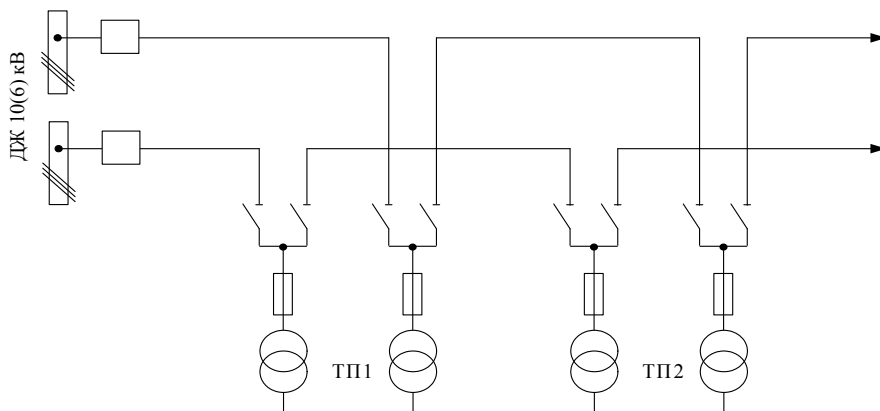


Рисунок 3.9 – Двопроменева схема з АВР на стороні 0,4 кВ

Розподільна мережа 0,4 кВ. Розподільні мережі 0,4 кВ бувають двох типів: зовнішні (від ТП до будинків) й внутрішні (у середині будинків).

Зовнішні розподільні мережі 0,4 кВ. Для електропостачання споживачів III категорії використовують одиночні радіальні і магістральні лінії з одностороннім живленням (рис. 3.10).

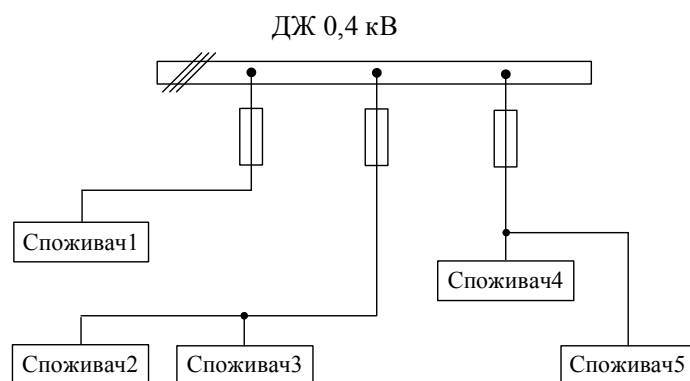


Рисунок 3.10 – Одиночні радіальні й магістральні лінії з одностороннім живленням зовнішніх розподільних мереж 0,4 кВ

Для електропостачання споживачів II і III категорій використовують неавтоматизовані двопроменеві чи петльові схеми двостороннього живлення (рис. 3.11).

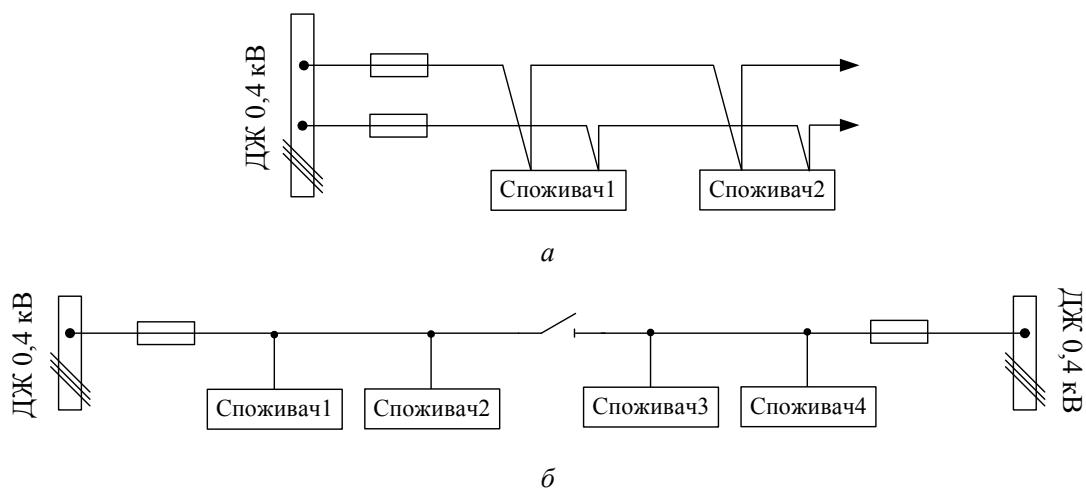


Рисунок 3.11 – Неавтоматизовані схеми з двостороннім живленням зовнішніх розподільних мереж 0,4 кВ:

а – двопроменева; *б* – петльова

При установці АВР на стороні 0,4 кВ двопромених схем з умовою, що лінії одержують живлення від незалежних ДЖ, ця схема може використовуватися для електропостачання споживачів I категорії.

Застосовуються також замкнуті мережі. Така мережа являє собою замкнуту сітку, у вузли якої підводиться живлення від ТП по лініях, що підключені через автомати зворотного струму (рис. 3.12). Вузли мережі, до яких підводиться живлення, виконують із захисними апаратами і без захисних апаратів. У першому випадку (із захисними апаратами) використовуються трижильні кабелі з паперово-масляною ізоляцією і запобіжники. У другому випадку застосовують одножильні кабелі з синтетичною ізоляцією, що прокладаються в блоках. При пошкодженні такого кабелю невелика ділянка його вигорає з наступним заповненням застиглою ізоляцією. Електропостачання припиняється тільки для тих споживачів, що підключені безпосередньо до вигорілої ділянки кабелю.

Внутрішні розподільні мережі в будинках. Ця мережа складається з ввідно-розподільного пристрою (ВРП), стояків і квартирної мережі. Внутрішні розподільні мережі виконують за одиночною магістральною схемою з одностороннім живленням та іноді з двостороннім живленням (рис. 3.13), що працює у замкнутому режимі, де в точці поточкорозподілу встановлюють автоматичний вимикач, який поділяє мережу навпіл у разі її пошкодження.

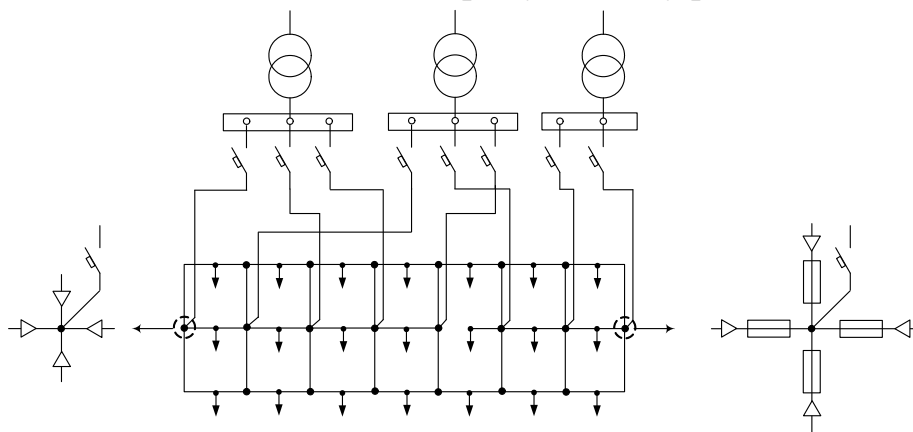


Рисунок 3.12 – Замкнуті зовнішні розподільні мережі 0,4 кВ

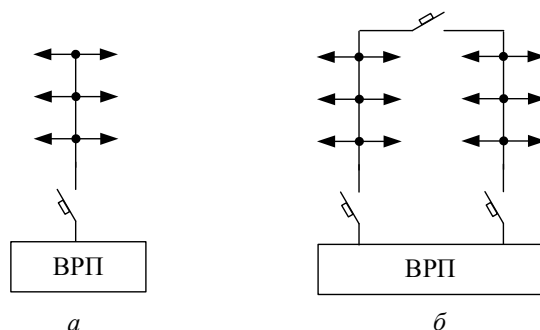


Рисунок 3.13 – Внутрішні розподільні мережі 0,4 кВ:

а – одиночна магістральна мережа з одностороннім живленням; *б* – одиночна магістральна мережа з двостороннім живленням

Схеми ВРП залежать від категорійності споживачів і силового навантаження. Так, житлові будинку до 5 поверхів (ІІІ категорія) можуть мати схеми ВРП, показані на рис. 3.14. Для електропостачання житлових будинків висотою 6-16 поверхів включно з силовими електроприймачами (ІІ категорія) використовують схему з двома роздільними вводами (рис. 3.15). Один з вводів використовується для живлення електроприймачів квартир і робочого освітлення сходів, горищ, підвалів, зовнішнього освітлення. Другий ввід живить ліфти, інші силові електроприймачі та аварійне освітлення приміщень загального користування в будинку. Для живлення житлових будинків висотою понад 16 поверхів з електроприймачами першої категорії застосовують схему з АВР на силовому вводі (рис. 3.16).

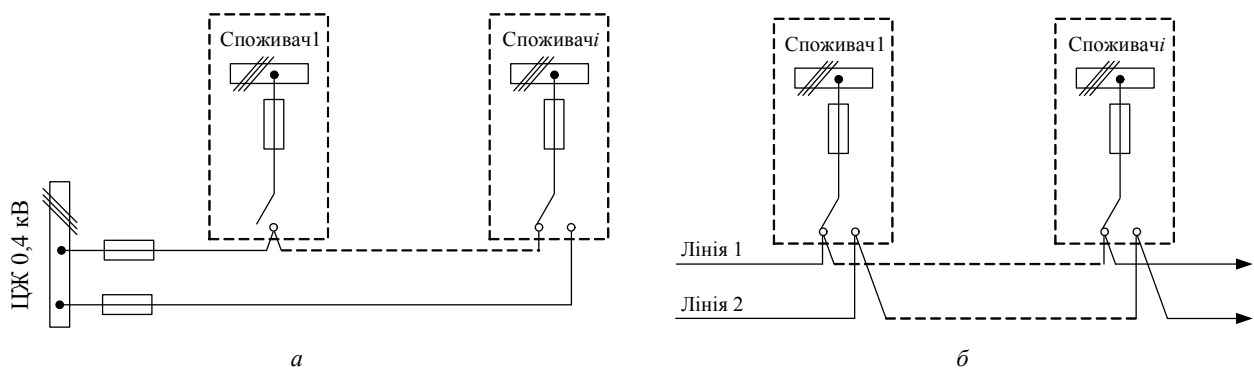


Рисунок 3.14 – Схеми ВРП споживачів ІІІ категорії:

а – при петльовій схемі електропостачання з резервною перемичкою;

б – при магістральній схемі електропостачання

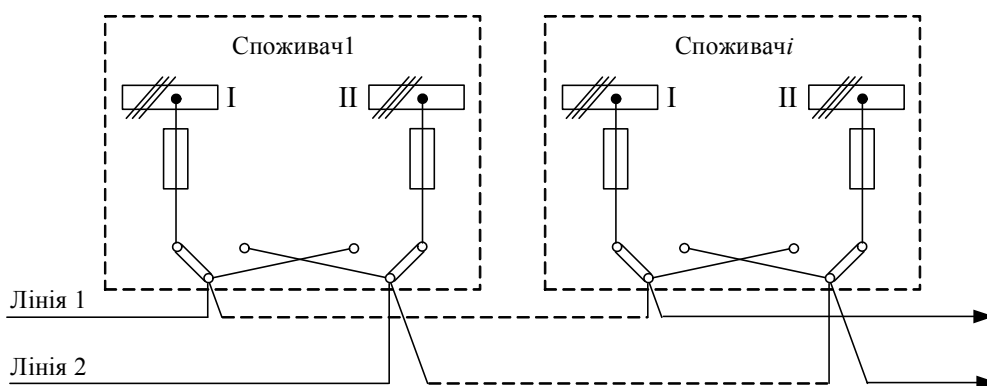


Рисунок 3.15 – Схема ВРП споживачів ІІ категорії

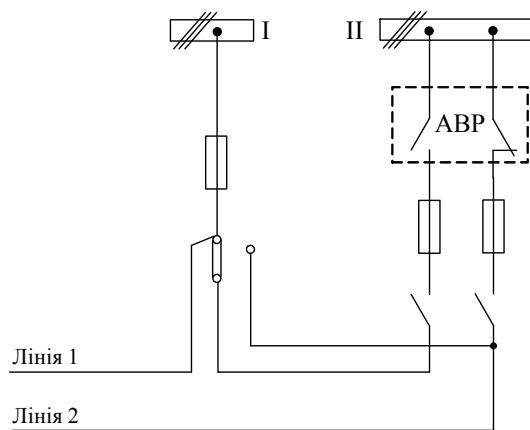


Рисунок 3.16 – Схема ВРП споживачів I категорії

До вводу домового (несилового) навантаження підключаються стояки. Від стояків через щиток у кожну квартиру відходить не менше двох груп проводів однієї фази і нульового проводу (рис. 3.17).

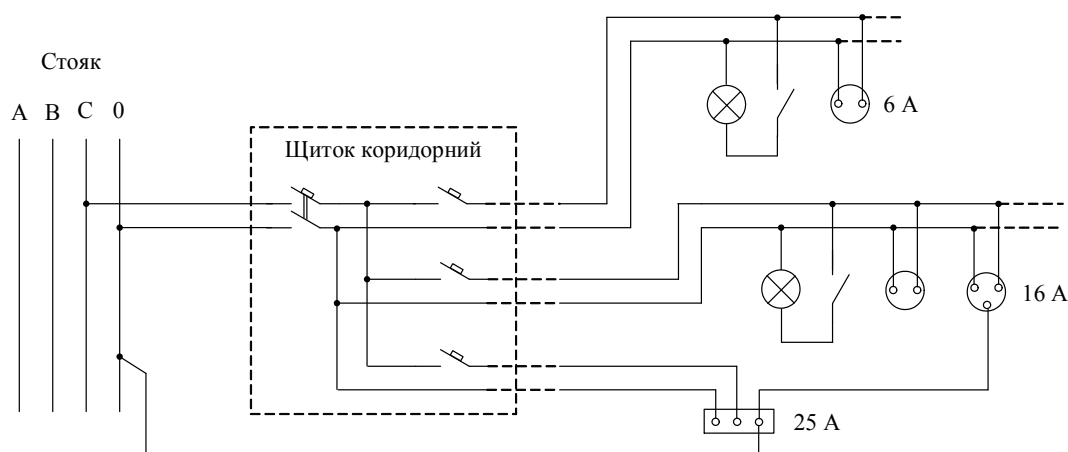


Рисунок 3.17 – Квартирна мережа

Електричні мережі промпідприємств. *Зовнішня мережа* – це мережа, що перебуває за межами підприємства і призначена для живлення ДЖ розподільної мережі.

Розподільна мережа – призначена для електропостачання ДЖ цехових мереж (ЦП) чи інших перетворювальних установок. У розподільній мережі використовують як радіальні, так і магістральні мережі, виконані кабельними лініями (КЛ) чи шинопроводами.

Цехова мережа – призначена для живлення цехових приймачів електроенергії. Використовуються радіальні, магістральні й змішані схеми.

Для електропостачання відносно потужних електроприймачів при невеликій їхній кількості (насоси, компресори, перетворювальні агрегати) використовують *радіальну схему живлення від розподільного пристрою ЦП* (рис. 3.18).

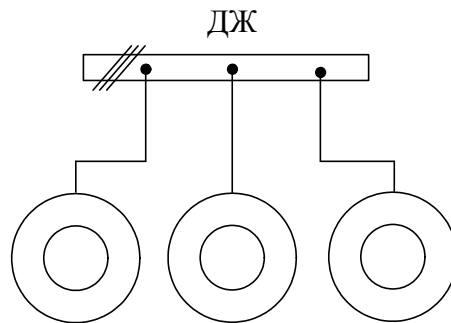


Рисунок 3.18 – Радіальна схема живлення від розподільного пристрою ЦП

При наявності великої кількості невеликих приймачів використовується *радіальна схема з розподільними шафами (РШ)* (рис. 3.19). РШ встановлюють або рівномірно по площі цеху, при рівномірному розподілі електроприймачів, або в місцях їхньої концентрації, при нерівномірному розподілі. Іноді для підвищення надійності даної схеми використовують резервну перемичку між шафами.

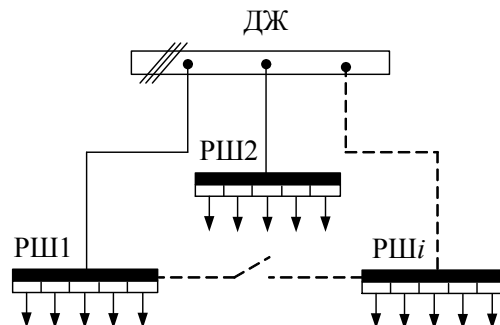


Рисунок 3.19 – Радіальна схема з РШ

З метою економії кабельної продукції замість радіальної схеми з розподільними шафами використовують *магістральну схему з розподільними шафами* (рис. 3.20), де також можуть бути використані резервні перемички між шафами.

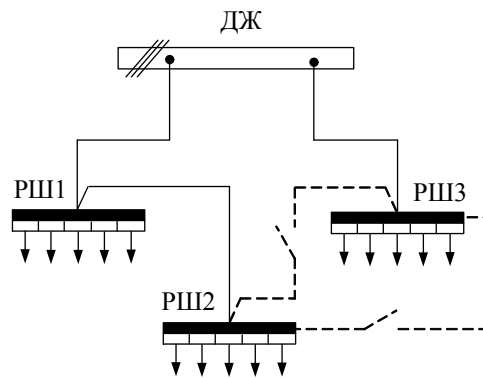


Рисунок 3.20 – Магістральна схема з РШ

Найбільш розповсюдженими магістральними схемами є схеми, виконані шинопроводами, особливо *схема блоку трансформатор-магістраль* (рис.3. 21).

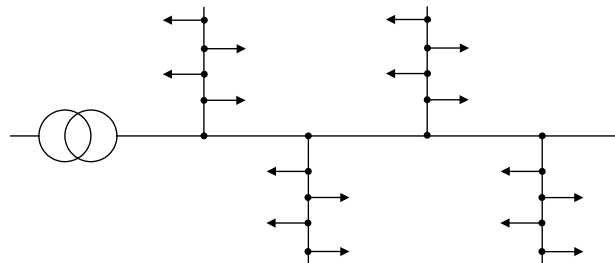


Рисунок 3.21 – Схема блоку трансформатор-магістраль

Схеми електропостачання електричного освітлення. Живлення освітлювальних навантажень повинне бути таким, щоб відхилення і коливання напруги у ламп робочого освітлення не перевершували допустимих значень [5], тому, як правило, розділяють схеми електропостачання силового й освітлювального навантаження. Електропостачання аварійного освітлення можливе разом із силовим навантаженням.

Для електропостачання освітлювального навантаження застосовуються магістральні, радіальні й змішані схеми. Розрізняють живильні мережі освітлювального навантаження (від ДЖ до щитків освітлення) і групові мережі – мережі, до яких безпосередньо підключені світильники (рис. 3.22). До групових мереж також можуть бути підключені розетки.

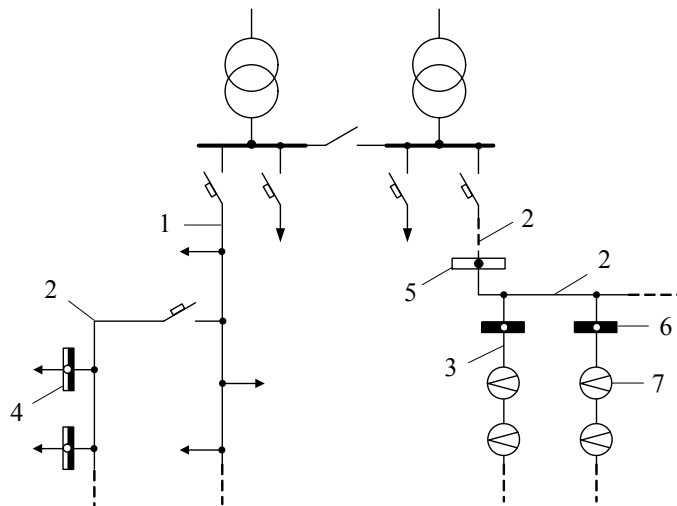


Рисунок 3.22 – Схема живлення освітлення:

- 1 – силова магістраль; 2 – живляча мережа освітлювального навантаження;
 3 – групова мережа; 4 – щиток аварійного освітлення; 5 – магістральний щиток
 робочого освітлення; 6 – груповий щиток робочого освітлення;
 7 – світильник

4 РОЗРАХУНКИ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розрахунки схем електропостачання виконують з метою визначення параметрів режиму роботи (струмів, потужностей, напруг) з подальшим їх використанням для вибору чи перевірки ЛЕП і силового устаткування, розрахунків релейного захисту й автоматики та ін. При цьому розрізняють три види режимів роботи:

- нормальний режим роботи – режим надійного електропостачання, при якому всі елементи схеми електропостачання знаходяться в роботі і параметри режиму не перевищують нормально допустимих меж;
- післяаварійний режим роботи – режим роботи, при якому в схемі відсутній один чи кілька елементів і параметри режиму не перевищують допустимих меж для даного режиму;
- аварійний режим роботи – режим роботи, викликаний пошкодженням елементів мережі чи короткими замиканнями (КЗ) і який характеризується протіканням надструмів чи інших неприпустимих явищ.

4.1 Розрахунок струмів КЗ

КЗ називається всяке, не передбачене нормальними умовами роботи замикання між фазами, а в системах із заземленими нейтраллями (чи чотирипровідних) – також замикання однієї чи декількох фаз на землю (або на нульовий провід). У системах з незаземленими нейтраллями чи з нейтраллями, які заземлені через спеціальні компенсуючі пристрої, замикання однієї з фаз на землю називають простим замиканням.

Розрахунок струмів КЗ роблять з метою:

1) перевірки провідників і апаратів на термічну і динамічну стійкості при протіканні максимально можливих струмів КЗ (найчастіше струму трифазного КЗ);

2) перевірки параметрів роботи релейного захисту при мінімальних струмах КЗ (найчастіше двох- чи однофазного струму КЗ при КЗ в кінці ділянки, що захищається).

При розрахунку струмів КЗ можуть прийматися деякі припущення. Нормативними припущення є [10]:

- усі ДЖ, що беруть участь в живленні місця КЗ, працюють одночасно і з номінальними навантаженнями;
- усі синхронні генератори і компенсатори мають пристрої автоматичного регулювання збудження;
- електрорушійні сили (ЕРС) усіх ДЖ збігаються за фазою;
- при розрахунку максимальних струмів КЗ напруга кожної ступіні мережі приймається вище номінальної на 5%, при розрахунках мінімальних струмів КЗ – рівною номінальній;
- КЗ настає в той момент часу, коли ударний струм КЗ приймає найбільше значення;
- асинхронні двигуни враховуються як джерело струму КЗ тільки в тій мережі, до якої вони приєднані;
- вплив конденсаторних батарей поперечної компенсації на струми КЗ не враховується;
- усі елементи системи електропостачання враховуються тільки поздовжніми активними і реактивними опорами. Допускається зневажати однією із складової опору у випадку, якщо її вплив на повний опір мережі не перевищує 5% для мережі ВН (вище 1 кВ), чи 10% для мережі низької напруги (НН) (нижче 1 кВ);
- перехідний опір у місці КЗ вважається рівним нулю (металеве КЗ).

Струм симетричного КЗ в еквівалентній схемі щодо точки КЗ визначається наступним виразом:

$$i = \sqrt{2} \cdot I_{nt} \cdot \sin(\omega t - \phi) + \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} = i_n + i_a, \quad (4.1)$$

де i_n і i_a – миттєві значення періодичної і аперіодичний складових струму КЗ; I_{nt} – діюче значення періодичної складової струму КЗ, у загальному випадку змінне у часі; I_{n0} – початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ; ω – кутова частота змінного струму; t – час; τ – постійна часу ланцюга, що визначається відношенням реактивного і активного опорів ($L/r = x/[\omega r]$).

Ударний струм КЗ, що настає через півперіоду після виникнення КЗ, визначається в такий спосіб:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot \left(1 + e^{-\frac{\pi r}{x}} \right) = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I'', \quad (4.2)$$

де k_{y0} – ударний коефіцієнт.

При проведенні розрахунків струмів КЗ слід враховувати такі практичні рекомендації, що відносяться до мереж НН і ВН [10]:

- у мережах ВН результуючий активний опір звичайно не перевищує 1/3 реактивного, у зв'язку з чим його вплив на повний опір не перевищує 5%, тому активними опорами в мережах ВН, як правило, нехтують (винятком можуть бути мережі з довгими кабельними лініями малого перерізу);

- опори електричних апаратів, коротких шинних з'єднань і т.п. у мережах ВН у порівнянні з опорами ліній, ДЖ і струмообмежувальних реакторів досить малі;

- у мережах НН активні опори істотні й ними, як правило, не можна зневажати. Велике значення можуть також мати опори електричних апаратів, коротких шинних ділянок, трансформаторів струму, а також іноді контактних з'єднань.

За характером періодичної складової струму КЗ розрізняють наступні два випадки:

1. Діюче значення періодичної складової струму КЗ у часі практично незмінне. Це має місце, коли струм КЗ відносно малий у порівнянні з номінальним струмом ДЖ (генератора), що живить ланцюг КЗ.

2. Діюче значення періодичної складової струму КЗ у часі змінюється. Це має місце, коли струм КЗ досить великий і викликає помітні електромагнітні перехідні явища в генераторі, що живить ланцюг КЗ.

Крім цього на струм КЗ можуть впливати зміни, що відбуваються в схемі електропостачання під час КЗ (відключення і переключення в схемі, нагрівання провідників струмом КЗ та ін.).

Розрахунок струмів КЗ з незмінною періодичною складовою. Періодична складова струму КЗ, з урахуванням нормованих припущень при розрахунках КЗ, вважається практично незмінною в часі, якщо її зміни залишаються в межах 10%. Такий характер зміни періодичної складової струму КЗ має місце при віддаленому місці КЗ від генераторів (КЗ у мережі НН, що живиться від мережі ВН).

При незначній відстані місця КЗ від генератора (КЗ за трансформатором, підключеним до генератора) періодична складова струму КЗ може вважатися незмінною, якщо індуктивний опір ланцюга КЗ, віднесений до номінального опору генератора, більше чи дорівнює 3:

$$x_* \geq 3. \quad (4.3)$$

Розрахунок струмів КЗ із змінною періодичною складовою. Зміна періодичної складової струму КЗ відбувається за складним законом від початкового значення I'' до сталого значення I_∞ . Одним з практичних методів розрахунку таких видів КЗ є метод «розрахункових кривих» (існує ще метод «спрямлених характеристик»). Даний метод розрахунку базується на використанні розрахункових кривих (залежність $I_{n*} = f(x_*)$) отриманих для типових синхронних машин [10].

Розрахунок струмів КЗ в установках постійного струму. Відмінність полягає в тому, що струм КЗ визначається відношенням напруги, що діє в короткозамкнутому контурі, до еквівалентного активного опору цього контуру:

$$I_K = U_K / R_K. \quad (4.4)$$

Пристрої постійного струму існують у вигляді електричного транспорту, дугових сталеплавильних печей, електролізних установок та ін.

4.2 Вибір перерізу провідників

Переріз провідників повинен вибиратися залежно від ряду технічних і економічних факторів. Технічні фактори такі:

- нагрівання провідника тривалим робочим струмом;

- припустиме падіння напруги;
- вплив струму КЗ (термічна стійкість провідника, динамічна стійкість провідника (для твердих шин), необхідне значення струму однофазного КЗ у мережах НН з глухозаземленою нейтраллю (чотирипровідна мережа);
- механічна міцність – стійкість до механічного навантаження від власної маси, ожеледі, вітру;
- втрати на корону.

Економічні фактори полягають в оптимальному сполученні збільшення капіталовкладень у будівництво мережі і зменшення вартості втрат потужності при зміні перерізу провідників.

4.2.1 Вибір перерізу провідників за нагрівом

Ця умова вибору перерізу обумовлена необхідністю збереження електричних і механічних властивостей провідників при їхньому нагріванні тривалими робочими струмами.

Вибір перерізу провідника за нагрівом необхідно робити, виходячи з двох умов:

1) найбільший тривалий струм у лінії не повинен перевищувати допустимого струму:

$$I_{nрun} \geq I_{нб}, \quad (4.5)$$

де під допустимим струмом розуміється такий тривалий струм, при якому зберігаються електричні й механічні властивості провідника.

У цій умові можна коригувати як $I_{nрun}$, так і $I_{нб}$ при перевантаженнях в післяаварійних режимах з урахуванням умов прокладки провідника.

2) допустимий тривалий струм повинен перевищувати чи бути рівним номінальному струму апарата, що захищає провідник $I_{ном.зах.ап}$ з урахуванням коефіцієнта К для мереж НН:

$$I_{nрun} \geq \frac{I_{ном.зах.ап}}{K}. \quad (4.6)$$

Значення коефіцієнта К для міських мереж складає 0,8 (величина 0,8 обумовлена запасом провідника за нагрівом у зв'язку з недостатнім оглядом цих мереж і неконтрольованим підключенням додаткового навантаження), для промислових мереж – 3 (величина 3 обумовлена великими пусковими струмами двигунів, що не повинні відключатися захисними апаратами, і кращим оглядом ліній).

Перевірці перерізу провідників за нагрівом підлягають лінії всіх класів напруги.

4.2.2 Вибір перерізу провідників з урахуванням термічної стійкості при КЗ

Під час КЗ відбувається швидке нагрівання провідника, у зв'язку з чим його температура швидко збільшується і протягом долей секунди звичайно виходить за межі, встановлені для тривалої роботи. Нагрівання провідника закінчується разом з відключенням КЗ. Після цього відбувається повільне остигання провідника.

Наслідком термічної дії струму КЗ є також зміна електричних і механічних властивостей провідника. Для виключення пошкоджень провідника внаслідок термічної дії струму КЗ необхідно вибирати відповідний переріз чи час відключення релейним захистом пошкодження.

Критерієм термічної стійкості провідника є його кінцева температура при КЗ, що повинна бути менше припустимої $\Theta_{\text{к.прип.}}$. Так, для кабелів з алюмінієвими жилами $\Theta_{\text{к.прип.}}$ складає 200 °С.

Для визначення кінцевої температури провідника звичайно використовують допоміжну функцію A [11], що характеризує зв'язок між енергією, що виділилася в провіднику, і його температурою (рис. 4.1). Кількість теплоти, яка виділяється у провіднику, прийнято характеризувати імпульсом квадратичного струму:

$$B_{\text{к}} = \int_0^t i^2 dt.$$

Між значенням функції A при нормальній температурі ($A_{\text{н}}$), при температурі наприкінці КЗ ($A_{\text{к}}$), імпульсом квадратичного струму ($B_{\text{к}}$) і площею перерізу провідника (S) існує наступна залежність:

$$A_{\text{к}} = A_{\text{н}} + B_{\text{к}} / S^2. \quad (4.7)$$

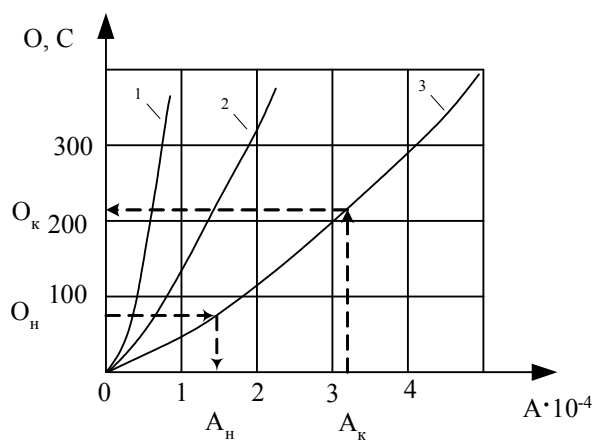


Рисунок 4.1 – Криві для визначення температури нагріву струмами КЗ провідників зі: 1 – сталі; 2 – алюмінію; 3 – міді

За даним виразом можна встановити значення A_k і відповідно температуру Θ_k наприкінці КЗ, що повинна бути менше припустимої $\Theta_{k.прп.}$.

Найчастіше провідник на термічну стійкість перевіряють за мінімальним перерізом, який можна визначити з виразу (4.7) таким чином:

$$S_{\min} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{k.прп.} - A_n}} = \sqrt{\frac{B_k}{C}},$$

де $A_{k.прп.}$ – величина, що характеризує припустимий тепловий стан провідника наприкінці КЗ при температурі $\Theta_{k.прп.}$.

Імпульс квадратичного струму для потужних сучасних генераторів при віддаленому КЗ визначається наступним виразом:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{відкл} + \tau), \quad (4.8)$$

де $t_{відкл} = t_z + t_g$ визначається часом дії релейного захисту і повним часом відключення вимикача.

4.2.3 Вибір перерізу провідників за допустимою втратою напруги

Ця умова вибору перерізу обумовлена вимогами державного стандарту щодо якості електричної енергії [12]. Так, нормально і гранично припустимі значення сталого відхилення напруги на виводах приймачів електричної енергії складають відповідно ± 5 і $\pm 10\%$.

Вибір перерізу провідника за допустимою втратою напруги відповідає виконанню умови

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{прп.}, \quad (4.9)$$

де $\Delta U_{нб}$ – втрата напруги до найбільш електрично віддаленої точки мережі, обумовлені опором провідника.

При виборі перерізу за допустимою втратою напруги можуть бути накладені додаткові економічні умови.

- Вибір перерізу за умови його рівності на всіх ділянках лінії:

$$F = \frac{\sum_{k=1}^m \sum_{j=2} \sqrt{3} \cdot I_{kj} \cdot l_{kj} \cdot \cos \phi_{kj}}{\gamma \cdot \Delta U_{прп.а}}, \quad (4.10)$$

де l_{kj} і I_{kj} – довжина і струм по ділянці лінії з початком k і кінцем j ; γ – розрахункова питома провідність провідника; $\Delta U_{прп.а} = \Delta U_{прп.} - \Delta U_{прп.р}$ – припустима втрата напруги за активною складовою.

Ця додаткова економічна умова використовується при виборі перерізу провідників у міських електричних мережах, де рівність перерізів провідників забезпечує найбільш вигідні умови для будівництва та монтажу мережі.

- Вибір перерізу за умови мінімуму втрат потужності:

$$F_{kj} = \frac{I_{kj}}{J_{\Delta U}}, \quad (4.11)$$

де $J_{\Delta U}$ – щільність струму, яка визначається наступним чином:

$$J_{\Delta U} = \frac{\gamma \cdot \Delta U_{\text{нрпн.а}}}{\sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^m \sqrt{3} \cdot l_{kj} \cdot \cos \phi_{kj}}. \quad (4.12)$$

Ця додаткова економічна умова використовується при виборі перерізу провідників у мережах промислових підприємств, де відносно короткі лінії й великі навантаження, тобто витрати провідникового металу незначні, а втрати електроенергії великі.

- Вибір перерізу за умови мінімальної витрати провідникового матеріалу на спорудження лінії:

$$F_{(n-1)n} = \frac{\rho \sqrt{P_{(n-1)n}}}{\Delta U_{\text{нрпн.а}} U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^n l_{kj} \cdot \sqrt{P_{kj}}, \quad (4.13)$$

де ρ – розрахунковий питомий опір провідника; n – номер вузла навантаження.

Ця додаткова економічна умова використовується при виборі перерізу провідників у сільських мережах при малому навантаженні, де економія провідникового металу більш доцільна, ніж економія втрат електроенергії.

Перевірці перерізу провідників за припустимою втратою напруги підлягають лінії напругою до 20 кВ. Це обумовлено особливістю активного опору в цих мережах, що, на відміну від реактивного, міняється в значному діапазоні при зміні перерізу.

4.2.4 Вибір перерізу провідників за економічною щільністю струму

Вибір перерізу провідників за економічною щільністю струму визначається виразом

$$F_{ек} = \frac{I_{нб}}{J_{ек}},$$

де $I_{нб}$ – найбільший струм по лінії в нормальному режимі; $J_{ек}$ – економічна щільність струму, що залежить від виду провідника і часу використання найбільшого навантаження.

Область застосування даного методу обмежена КЛ напругою вище 1 кВ і повітряними лініями (ПЛ) напругою 6-20 кВ.

4.2.5 Вибір перерізу провідників за економічними інтервалами

Цей метод є удосконаленням методу вибору перерізів за економічною щільністю струму. Переріз, відповідно до даного методу, вибирається залежно від:

- розрахункового струму, що протікає по лінії: $I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T$, де α_i – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження за роками експлуатації лінії; α_T – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження і коефіцієнт її влучення в максимум енергосистеми;

- конструктивного виконання (одно- чи двоцепна);
- класу напруги;
- географічного розташування в районі за стінкою ожеледі.

Область застосування даного методу – ПЛ напругою 35 кВ і вище.

4.3 Захист електричних мереж

Захист електричних мереж від КЗ і неприпустимих перевантажень виконується релейним захистом [13].

За принципом дії розрізняють наступні види захистів:

- струмові захисти, які реагують на величину струму;
- захисти напруги, які реагують на величину напруги;
- струмові спрямовані захисти, що реагує не тільки на величину струму, але і на його фазу;

- дистанційні захисти, що реагують на зміну відношення напруги до струму;
- диференціальні струмові захисти, що порівнюють струми чи фази струмів по кінцях елемента, який захищається;
- високочастотні захисти, за принципом дії аналогічні диференціальним, але відмінні за способом передачі сигналів з кінців елемента, що захищається.

Струмові захисти. За принципом забезпечення селективності розрізняють максимальний струмовий захист і струмову відсічку. Перша відбудовується від максимально можливих робочих струмів елемента, що захищається, друга – від максимального струму КЗ поза елементом, що захищається.

Максимальний струмовий захист забезпечує селективне відключення пошкодження тільки в радіальних мережах з одностороннім живленням, де він і знайшов велике поширення.

Струмова відсічка захищає тільки частину елемента і тому вона використовується в сполученні з струмовою відсічкою з витримкою часу і максимальним струмовим захистом чи в якості додаткової, призначеної для скорочення часу відключення найбільш важких пошкоджень.

Струмовий спрямований захист. Максимальний струмовий спрямований захист знайшов поширення в простих замкнених мережах. Він використовується як основний в мережах напругою до 35 кВ.

Струмові спрямовані відсічки застосовують в основному як захист нульової послідовності для мереж з великими струмами замикання на землю.

Основним недоліком струмового спрямованого захисту є наявність мертвої зони спрацьовування в реле.

Дистанційний захист. Цей захист більш досконалий за швидкістю та селективністю ніж струмовий спрямований захист. Тому в складнозамкнених мережах напругою 35 кВ і вище може бути використаний дистанційний захист.

Диференціальний струмовий захист. Розрізняють поперечний і поздовжній диференціальний захист.

Поперечний диференціальний захист заснований на порівнянні струмів однойменних фаз паралельних ліній. Велике поширення цей захист одержав в мережах напругою до 110 кВ, де він використовується як основний захист.

Поздовжній диференціальний захист заснований на порівнянні струмів по кінцях елемента, що захищається. Частіше даний захист використовується для захисту трансформаторів, а також коротких ліній напругою 110-220 кВ довжиною до 20 км.

4.4 Вибір перерізу провідників і захист електричних мереж освітлення

Переріз провідників електричної мережі освітлення вибирається за умови нагрівання і припустимою втратою напруги. При цьому розрахунковий струм для мереж з різною кількістю фаз визначаються наступними виразами:

- для однофазної (двопровідної 1ф+N) мережі:

$$I_p = \frac{P_p}{U_\phi \cdot \cos \phi} ;$$

- для двофазної (трипровідної 2ф+N) мережі:

$$I_p = \frac{P_p}{2 \cdot U_\phi \cdot \cos \phi} ;$$

- для трифазної (чотирипровідної 3ф+N) мережі:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_\phi \cdot \cos \phi} ;$$

де $\cos \phi = 1$ для ламп накаливання; $\cos \phi = 0,95$ для світильників з компенсованими ПРА; $\cos \phi = 0,5$ для світильників з некомпенсованими ПРА; $\cos \phi = 0,57$ для ламп ДРЛ.

Якщо до мережі освітлення підключені люмінесцентні лампи чи лампи ДРЛ, тоді для двофазних і однофазних ліній перерізи нульових проводів приймають рівними перерізам фазних. Для трифазних ліній з лампами накаливання переріз нульового проводу приймають рівним половині перерізу фазних проводів.

Захист електричних мереж освітлення виконують за принципом струмових захистів з використанням запобіжників і повітряних автоматичних вимикачів (автоматів).

5 ВИБІР ЧИСЛА І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ, А ТАКОЖ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ПС

5.1 Вибір числа силових трансформаторів

Кількість трансформаторів, яку треба встановити на ПС, у першу чергу залежить від категорії споживачів, що підключаються до ПС. На ПС, що містять споживачів І категорії, необхідна установка двох трансформаторів (двох незалежних ДЖ). У випадку неоднозначної вимоги до кількості незалежних ДЖ (як правило, споживачі ІІ категорії), кількість трансформаторів, яку потрібно встановити на ПС, визначається техніко-економічним розрахунком, виходячи з наведених витрат:

$$B = C_e + \kappa_n \cdot K + Z, \quad (5.1)$$

де C_e – експлуатаційні витрати; κ_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності; K – капітальні витрати; Z – збитки від перерви електропостачання, обумовлені надійністю роботи розглянутого варіанта.

На ПС, які живлять споживачів ІІІ категорії, як правило, встановлюють один трансформатор, який у разі пошкодження протягом доби ремонтують або замінюють.

5.2 Вибір номінальної потужності силових трансформаторів

Кожен трансформатор характеризується номінальною потужністю. Під номінальною потужністю трансформатора розуміється потужність, на яку він може бути навантажений безупинно протягом всього свого терміну служби (близько 20 років) при номінальних температурних умовах охолоджувального середовища.

Вибір номінальної потужності трансформатора, відповідно до держстандарту [14] необхідно виконувати на основі еквівалентних прямокутних двоступінчастих графіків навантажень (рис. 5.1) для трьох можливих режимів його роботи:

- нормального тривалого режиму навантажень;
- нормального режиму систематичних навантажень;
- режиму аварійних перевантажень (короткочасних і тривалих).

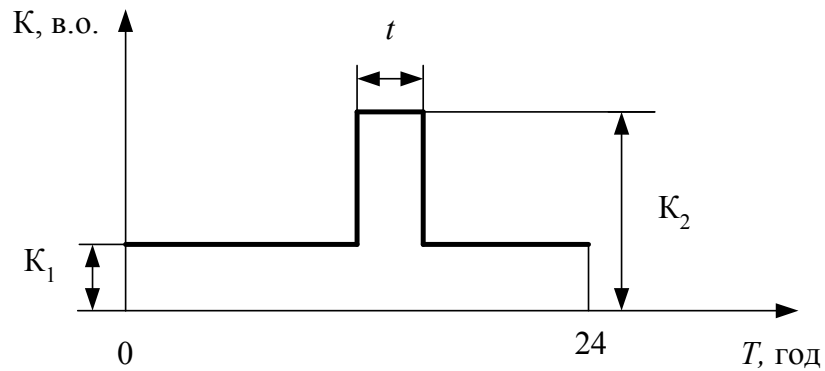


Рисунок 5.1 – Еквівалентний прямокутний двоступінчастий графік навантаження

На рисунку 5.1 K_i – ступені навантаження (відношення струму навантаження до номінального струму), K_2 – максимум навантаження, t – тривалість максимуму навантаження.

При навантаженні, що перевищує номінальну потужність, рекомендується не перевищувати граничні значення, наведені в таблиці 5.1 з урахуванням спеціальних обмежень.

Таблиця 5.1 – Граничні значення температури і струму для режимів навантаження, що перевищує номінальний

Тип навантаження	Трансформатори		
	розподільні	середньої потужності	великої потужності
Режим систематичних навантажень			
Струм, відн. од.	1,5	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки і металевих частин, що стикаються з ізоляційним матеріалом, °C	140	140	120
Температура масла у верхніх шарах, °C	105	105	105
Режим тривалих аварійних перевантажень			
Струм, відн. од.	1,8	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки і металевих частин, що стикаються з ізоляційним матеріалом, °C	150	140	130
Температура масла у верхніх шарах, °C	115	115	115
Режим короточасних аварійних перевантажень			
Струм, відн. од.	2,0	1,8	1,5
Температура найбільш нагрітої точки та металевих частин, що стикаються з ізоляційним матеріалом, °C	[14] за 1.5.2	160	160
Температура масла у верхніх шарах, °C	[14] за 1.5.2	115	115

Нормальний тривалий режим навантажень. У цьому режимі навантаження трансформатора не перевищує його номінальної потужності. Залежно від температури охолоджувального середовища номінальна потужність трансформатора може бути уточненою щодо її паспортної величини. Для цього передбачений коефіцієнт навантаження $K = K_{24}$ (табл. 5.2).

Нормальний режим систематичних навантажень. Це режим, протягом якого температура охолоджувального середовища і струм навантаження може перевищувати номінальні значення, але термічний знос буде еквівалентний номінальному навантаженню при номінальній температурі охолоджуваного середовища. Це можливо за рахунок зниження температури охолоджуваного середовища чи струму навантаження протягом іншої частини режиму роботи (звичайно розглядається режим роботи протягом доби).

Таблиця 5.2 – Припустимий коефіцієнт навантаження для тривалого режиму K_{24} при різних температурах охолоджуваного середовища (охолодження ONAN, ON, OF і OD)

Температура охолоджуваного середовища, °C	Перевищення температури найбільш нагрітої точки (по відношенню до температури охолоджуваного середовища, °C)	Трансформатори			
		розподільні	середньої потужності		
		ONAN	ON	OF	OD
-25	123	1,37	1,33	1,31	1,24
-20	118	1,33	1,30	1,28	1,22
-10	108	1,25	1,22	1,21	1,17
0	98	1,17	1,15	1,14	1,11
10	88	1,09	1,08	1,08	1,06
20	78	1,00	1,00	1,00	1,00
30	68	0,91	0,92	0,92	0,94
40	58	0,81	0,82	0,83	0,87

Визначення номінальної потужності в режимі систематичних навантажень роблять, виходячи з еквівалентного двоступінчастого графіку навантаження і графіків, що зв'язують коефіцієнти K_2 , K_1 і тривалості перевантаження t (рис. 5.2).

Ці графіки побудовані для різних трансформаторів при різних температурах охолоджувального середовища. З їх допомогою можна також визначити припустиме перевантаження K_2 при заданих тривалості перевантаження t і початковому навантаженні K_1 .

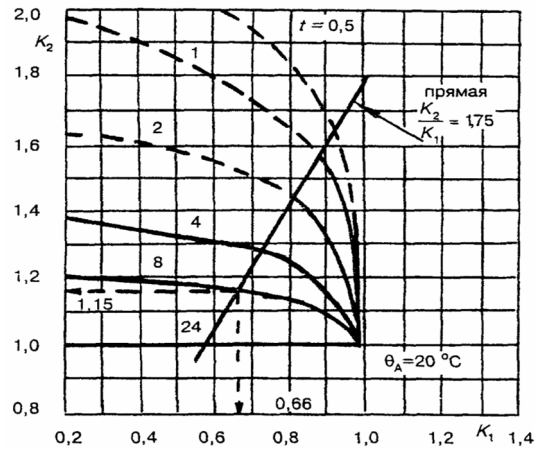


Рисунок 5.2 – Припустимі режими навантаження з нормальним скороченням строку служби розподільних трансформаторів з охолодженням ONAN

Приклад 1. Розподільний трансформатор потужністю 2 МВ·А з охолодженням ONAN, початкове навантаження 1 МВ·А. Визначити припустиме навантаження тривалістю 2 годин при температурі охолоджувального середовища 20 °С, приймаючи напругу незмінною (температура охолоджувального середовища – $\theta_a = 20^\circ$; $K_1 = 0,5$; $t = 2$ години).

На рисунку 5.2 $K_2 = 1,56$, однак граничне значення для цього коефіцієнта 1,5 (табл. 5.2). Отже припустима навантаження тривалістю 2 години дорівнює 3 МВ·А (потім знижується до 1 МВ·А).

Приклад 2. Розподільний трансформатор з охолодженням ONAN повинен експлуатуватися щодня з навантаженням 1750 кВ·А протягом 8 годин і з навантаженням 1000 кВ·А протягом інших 16 годин при $\theta_a = 20^\circ$ С. Визначити номінальну потужність трансформатора.

$$\frac{K_2}{K_1} = \frac{1750}{1000} = 1,75.$$

Використовуючи дані, наведені на рис. 5.2, за прямою $t = 8$ і за відношенням $K_1/K_2 = 1,75$ знаходять значення $K_2 = 1,15$ і $K_1 = 0,66$. Звідси номінальна потужність трансформатора визначається як

$$S_{\text{ном}} = \frac{1750}{1,15} \text{ або } \frac{1000}{0,66} \approx 152 \text{ кВ·А.}$$

Режим тривалих аварійних перевантажень. Режим навантаження, що виникає в результаті виходу з ладу деяких елементів мережі, що можуть бути відновлені тільки після досягнення постійного значення перевищення температури трансформатора. Це незвичайний робочий стан, і передбачається, що він буде виникати рідко, однак може тривати протягом тижнів чи навіть місяців і викликати значний термічний знос. Проте таке навантаження не повинне бути причиною аварії внаслідок термічного пошкодження чи зниження електричної міцності ізоляції трансформатора.

Режим короткочасних аварійних перевантажень. Це режим надзвичайно високого навантаження, викликаний непередбаченими впливами, що призводять до значних порушень нормальної роботи мережі, при цьому температура найбільш нагрітої точки провідників досягає небезпечних значень і в деяких випадках відбувається тимчасове зниження електричної міцності ізоляції. Однак на короткий період часу цей режим може бути переважніший від інших. Можна припускати, що навантаження такого типу будуть виникати рідко. Їх необхідно по можливості швидше знизити чи на короткий час відключити трансформатор, щоб уникнути його пошкодження. Припустима тривалість такого навантаження менше теплової постійної часу трансформатора і залежить від досягнутої температури до перевантаження. Звичайно тривалість перевантаження складає менше півгодини.

У [14] наведені дані, у вигляді таблиці 5.3 (для різних трансформаторів з різним часом перевантаження), за допомогою яких можна перевірити графіки припустимих режимів навантаження при різних значеннях K_1 і K_2 для даної температури охолоджувального середовища за значенням перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки при аварійних перевантаженнях, а також визначити скорочення терміну служби, яке викликається цими перевантаженнями (якщо теплові характеристики трансформатора відповідають приведеним в [14]). Скорочення терміну служби виражається в «нормальній» добі, тобто в еквівалентній добі роботи при номінальній потужності й температурі охолоджуваного середовища 20 °С.

Таблиця 5.3 – Трансформатори середньої і великої потужності з охолодженням OF , $t = 8$ годин. Припустимі навантаження і відповідне добове скорочення терміну служби (у «нормальній» добі)

Для визначення графіка припустимого навантаження, який характеризується значеннями K_1 і K_2 і розрахунку відповідного скорочення терміну служби необхідно:

Температура охолоджуваного середовища, °С	40	30	20	10	0	-10	-20	-25
Добове скорочення строку служби: помножити значення, що наведене в таблиці, на вказаний тут коефіцієнт	10	3,2	1,0	0,32	0,1	0,032	0,01	0,0055

Температура найбільш нагрітої точки: додати температуру охолоджувального середовища до перевищення температури, наведеної вище. Якщо отримане значення температури найбільш нагрітої точки перевищує граничне значення, такий режим навантаження неприпустимий.

K ₂	K ₁										
	0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	0,006	0,008	0,020		відносна швидкість зносу перевищення температури найбільш нагрітої точки						
	44	44	44								
0,8	0,017	0,020	0,034	0,065							
	54	54	54	54							
0,9	0,057	0,063	0,082	0,118	0,239						
	66	66	66	66	66						
1,0	0,223	0,238	0,273	0,324	0,469	1,00					
	78	78	78	78	78	78					
1,1	0,989	1,04	1,14	1,24	1,45	2,11	4,70				
	91	91	91	91	91	91	91				
1,2	4,95	5,17	5,53	5,82	6,31	7,37	10,7	24,8			
	106	106	106	106	106	106	106	106			
1,3	27,8	28,9	30,6	31,8	33,5	36,3	42,1	60,7	147		
	121	121	121	121	121	121	121	121	121		
1,4	175	181	190	197	205	217	235	271	388	975	
	137	137	137	137	137	137	137	137	138	138	
1,5	1240	1280	1330	1370	1420	1490	1570	1700	1950	2780	7230
	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
1,6	9790	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173

Приклад 3. Визначити скорочення терміну служби за добу і температуру найбільш нагрітої точки трансформатора середньої потужності, що працює в наступних умовах: охолодження OF, K₁ = 0,8; K₂=1,3; t = 8 годин; $\theta_a = 30^\circ\text{C}$.

*За даними таблиці 5.3 відносна швидкість зносу $V = 31,8$; перевищення температури найбільш нагрітої точки для температури охолоджуваного середовища 20°C $\Delta\theta_h = 121^\circ\text{C}$. З огляду на те, що фактична температура охолоджуваного середовища дорівнює 30°C , знаходимо:
 скорочення терміну служби $L = 31,8 \cdot 3,2 = 101,8$ «нормальних» діб;
 температура найбільш нагрітої точки $\theta_h = 121 + 30 = 151^\circ\text{C}$.*

Висновок. Температура найбільш нагрітої точки перевищує граничне значення що рекомендується -140°C . Цього режиму навантаження слід уникати.

Якщо графік навантаження трансформатора невідомий, то вибір його номінальної потужності варто робити в такий спосіб. У режимах аварійних перевантажень трансформатор можна перевантажувати на термін до 5 діб на 40%, коли його навантаження до аварійного перевантаження не перевищувало 0,93 його паспортної потужності, але при цьому тривалість перевантаження кожної доби не повинна перевищувати 6 годин (сумарна тривалість перевантаження чи підряд з перервами). У режимі систематичних перевантажень трансформатор допускається перевантажувати до 30% понад номінальної потужності.

5.3 Шкала потужностей силових трансформаторів

До 1961 року застосовувалися трансформатори зі шкалою номінальних потужностей 100, 135, 180, 240, 320, 420, 560, 750, 1000 кВА і т.д., тобто з коефіцієнтом шкали $k_{\text{ш}} \approx 1,35$ (відношення номінальних потужностей наступного і попереднього трансформатора). Сьогодні при проектуванні і реконструкції ПС використовуються трансформатори з новою шкалою номінальних потужностей 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВА і т.д., де $k_{\text{ш}} \approx 1,6$. При $k_{\text{ш}} \approx 1,6$ потужність трансформаторів недовикористовується приблизно на 20-25% при припустимому їхньому перевантаженні на 35-40%.

5.4 Вибір місця розташування трансформаторних ПС

Вибір місця розташування трансформаторних ПС проводиться на основі визначення центра електричних навантажень. Для зручності рішення даної задачі використовується так звана **картограма навантажень**. Картограма навантажень являє собою графічне зображення розрахункових навантажень на плані промислового підприємства чи міста. Графічно навантаження представляється у вигляді кола, центр якого збігається з центром ваги приймача чи з ВРП пристроєм. Радіус кола визначається наступним виразом:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (5.2)$$

де P_i – розрахункове навантаження електроприймача; m – масштаб для визначення площі кола.

Кола, що характеризують розрахункове навантаження електроприймача, можна розбивати на сектори, які будуть характеризувати електроспоживання різних видів навантаження (освітлювального, силового та ін.).

Існує кілька методів визначення центра електричних навантажень.

Перший метод. Визначення координат центра електричних навантажень проводять відповідно до наступних виразів:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (5.3)$$

де x_i, y_i, z_i – центри електричних навантажень споживачів, що збігаються з їхніми центрами ваги, або з їхніми ВРП.

Другий метод. Різновид першого методу, що враховує тривалість роботи електроприймаїв протягом розрахункового періоду часу (T):

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}. \quad (5.4)$$

Третій метод. Відповідно до даного методу раціональне розміщення трансформаторної ПС повинне відповідати мінімуму приведених річних витрат.

Усі розглянуті методи дозволяють визначити **умовний центр електричних навантажень**, тому що:

- протягом часу змінюється споживана потужність електроприймача, оскільки можлива зміна технологічного процесу, зміна кількості і потужності електроприймачів, промпідприємство чи район міста постійно розвиваються і т.п.;

- змінюється графік навантажень споживачів за рахунок зміни змінності їхньої роботи.

У зв'язку з цим центр електричних навантажень описує на генплані споживача складну фігуру. Тому коректніше говорити не про центр електричних навантажень, а про **зону розсіювання центра електричних навантажень**.

Для побудови зони розсіювання центра електричних навантажень використовують різні оптимізаційні методи її визначення. Як показує практика проектування та експлуатації, цю задачу слід розглядувати як задачу динамічного проектування, тому що даний підхід враховує динаміку розвитку та зміни параметрів систем електропостачання на досить тривалий період часу (15-20 років).

6 ВИБІР НАПРУГИ

Проблема вибору напруги полягає в наступному. З одного боку, при підвищенні номінальної напруги знижуються втрати потужності, тобто експлуатаційні витрати (рис. 6.1), зменшуються перерізи проводів і витрати металу на їхнє спорудження, збільшуються граничні потужності, які можна передати по лініях, полегшується майбутній розвиток мережі. З іншого боку, при підвищенні номінальної напруги, зростають капітальні вкладення в спорудження мережі (рис. 6.1), обумовлені збільшенням ізоляції. При зниженні напруги, навпаки, зменшуються капітальні вкладення, але підвищуються експлуатаційні витрати і мережа має меншу пропускну здатність. Таким чином мінімум витрат на експлуатаційні витрати й капітальні вкладення відповідатимуть раціональній напрузі.

Для електричних мереж і приймачів напругою до 1000 В шкала номінальних напруг має такий ряд: 40; 220; 380; 660 В. Для електричних мереж і приймачів понад 1000 В шкала напруг наступна: (3); (6); 10; 20; 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750; 1150 кВ. У дужках вказані напруги, не рекомендовані для нових систем електропостачання. Крім номінальних напруг електричних мереж і приймачів розрізняють номінальні напруги генераторів і трансформаторів.

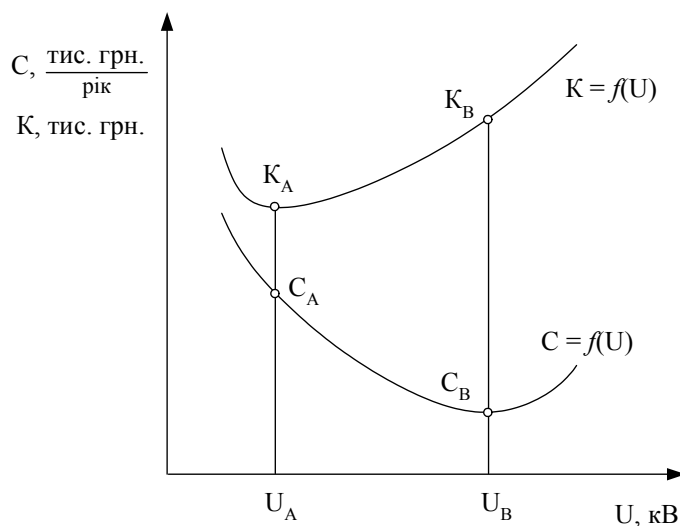


Рисунок 6.1 – Залежності капітальних (K) та експлуатаційних витрат (C) від напруги

6.1 Визначення раціональної напруги аналітичним способом

Вирішення цієї задачі полягає в попередньому визначенні раціональної нестандартної напруги, при якій мали б місце мінімальні витрати. Далі за нестандартною напругою можна точніше вибрати раціональну стандартну напругу.

Для визначення раціональної нестандартної напруги необхідно визначити мінімум функції $B = f(U)$ шляхом прирівнювання до нуля першої похідної даної функції (рис. 6.2). Знаходження самої функції $B = f(U)$ визначається інтерполяційними методами за витратами (B) на спорудження схеми електропостачання при різних стандартних напругах (U).

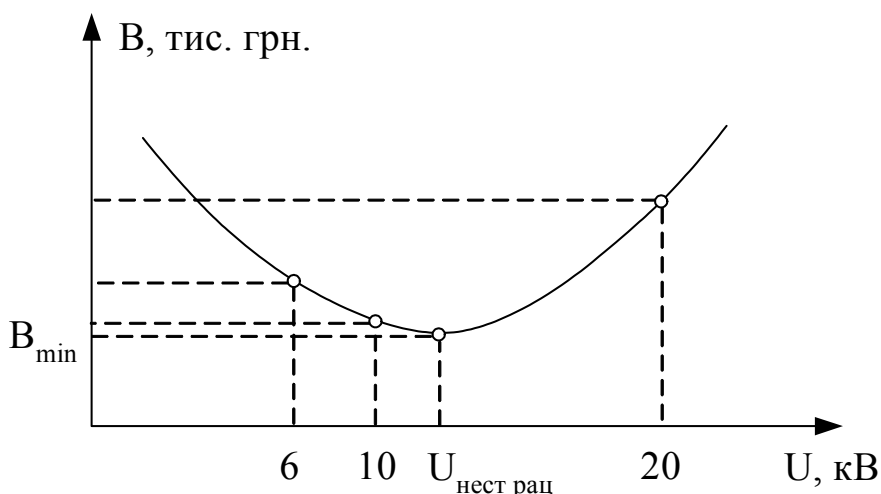


Рисунок 6.2 – Залежність витрат від напруги, що побудована за стандартними напругами

Розглянемо визначення функції $B = f(U)$ за методикою Лагранжа. Вираз для визначення залежності $B = f(U)$ в загальному вигляді можна записати в такий спосіб:

$$F(U) = F_0(U) \cdot B_0 + F_1(U) \cdot 3_1 + \dots + F_n(U) \cdot B_n, \quad (6.1)$$

де B_i – приведені витрати, відповідні стандартним напругам U_i ;
 F_i – коефіцієнти, що визначаються як

$$\left. \begin{aligned} F_0(U) &= \frac{(U-U_1) \cdot (U-U_2) \cdot \dots \cdot (U-U_n)}{(U_0-U_1) \cdot (U_0-U_2) \cdot \dots \cdot (U_0-U_n)}; \\ F_1(U) &= \frac{(U-U_0) \cdot (U-U_2) \cdot \dots \cdot (U-U_n)}{(U_1-U_0) \cdot (U_1-U_2) \cdot \dots \cdot (U_1-U_n)}; \\ &\dots\dots\dots \\ F_n(U) &= \frac{(U-U_0) \cdot (U-U_1) \cdot \dots \cdot (U-U_{n-1})}{(U_n-U_0) \cdot (U_n-U_1) \cdot \dots \cdot (U_n-U_{n-1})}. \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

При розгляді п'яти варіантів напруг для визначення раціональної нестандартної напруги треба вирішити кубічне рівняння виду $\alpha \cdot U^3 + \beta \cdot U^2 + \gamma \cdot U + \delta = 0$. У практиці проектування звичайно розглядаються три варіанти напруг. У цьому випадку раціональна нестандартна напруга визначається з наступного рівняння: $\alpha \cdot U + \beta = 0$, де коефіцієнти α , β та інші визначаються значеннями U_i і B_i . Остаточоно вибирається така раціональна стандартна напруга, що знаходиться ближче до раціональної нестандартної напруги.

Існують також і інші аналітичні залежності для визначення раціональної нестандартної напруги, що пов'язують напругу з довжиною ЛЕП і потужністю, що по ній передається:

- формула Стілла (використовується для ЛЕП довжиною до 250 км, за якими передається потужність не більше 60 МВт):

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}; \quad (6.3)$$

- формула Залесьського (для ЛЕП довжиною до 1000 км і значних потужностей):

$$U = \sqrt{P \cdot (100 + 15\sqrt{l})}; \quad (6.4)$$

- формула Ілларіонова (для ЛЕП напругою від 35 до 1150 кВ):

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}. \quad (6.5)$$

6.2 Графічне визначення раціональної напруги

З метою швидкого визначення наближеної раціональної стандартної напруги були побудовані номограми, що пов'язують напругу з довжиною ліній, потужністю, яка передається, схемами живлення, конструктивним виконанням і вартістю електричної енергії (рис. 6.3).

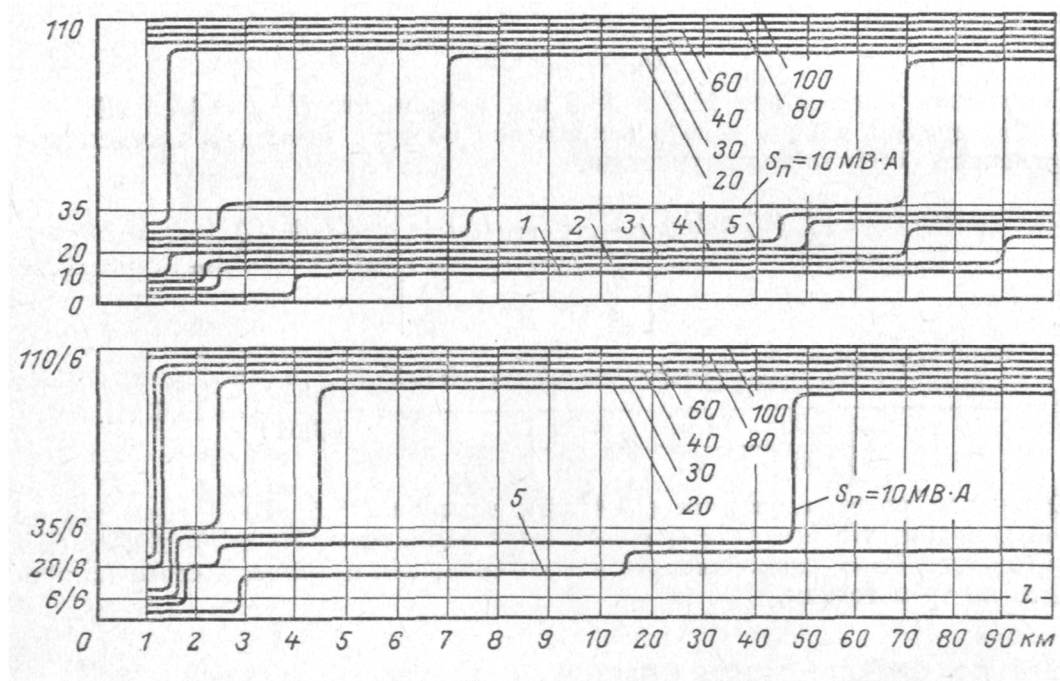


Рисунок 6.3 – Номограма для приблизного визначення раціональної напруги електропостачання промислових підприємств залежно від потужності що передається S_n , довжини живлячих ліній l , схеми живлення, конструктивного виконання ліній та вартості електричної енергії

Приблизно, знаючи раціональну стандартну напругу, беруть ще дві найближчих стандартні напруги і за трьома точками, користуючись інтерполяційними методиками, остаточно визначають раціональне стандартну напругу схеми електропостачання.

Крім розглянутих номограм існують номограми, що поєднують напругу з питомим навантаженням на 1м^2 площі і вартістю електроенергії (C_e). Дані номограми були визначені для ряду промислових підприємств із рівномірним навантаженням за площею цехів, а також для ряду районів різних міст з різними коефіцієнтами забудови і поверховості (рис. 6.4).

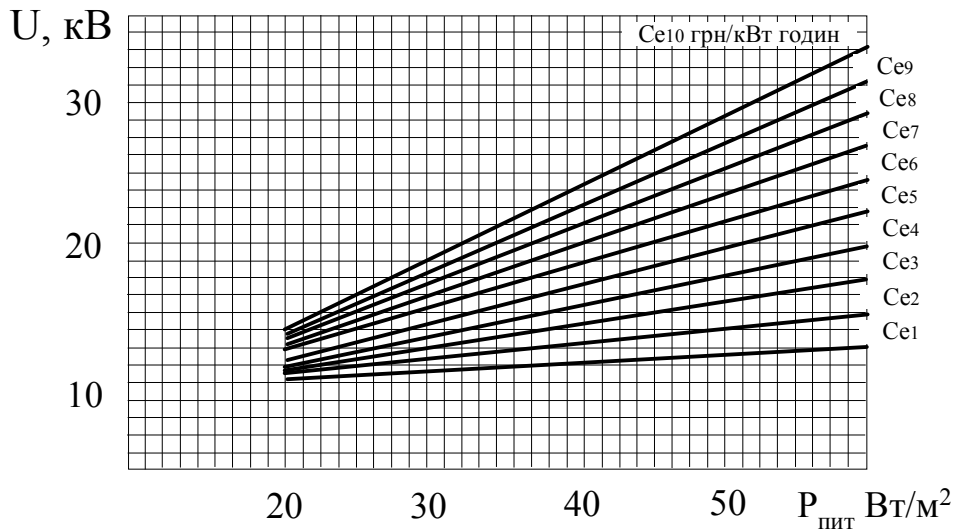


Рисунок 6.4 – Номограми для приблизного визначення раціональної стандартної напруги залежно від питомого навантаження на 1 м² площини

7 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Основні визначення. Значення миттєвої потужності на зажимах приймача, який підключено до джерела синусоїдальної напруги $u = \sqrt{2}U \sin \omega t$ та споживає синусоїдальний струм $i = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \phi)$, визначається виразом

$$p = u \cdot i = 2UI \sin \omega t \sin(\omega t - \phi) = UI \cos \phi - UI \cos(2\omega t - \phi), \quad (7.1)$$

де ϕ – кут зрушення між напругою і струмом.

Перший доданок виразу (7.1) є постійною величиною, а другий доданок – величиною пульсуючою з подвійною частотою (рис. 7.1).

Середнє значення миттєвої потужності за період живильної напруги T дорівнює:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p d\omega t = \frac{1}{T} \int_0^T [UI \cos \phi - UI \cos(2\omega t - \phi)] d\omega t = UI \cos \phi + 0. \quad (7.2)$$

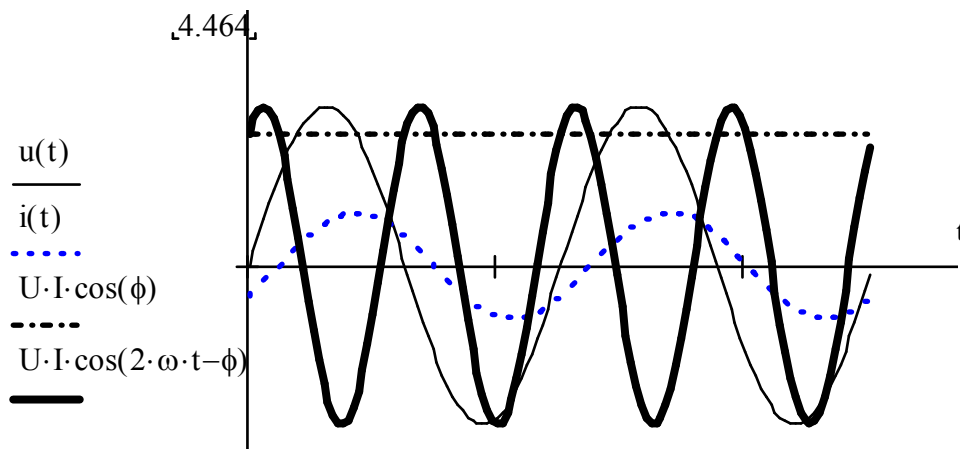


Рисунок 7.1 – Криві миттєвих значень струму, напруги й потужності

Величина P називається активною потужністю, що характеризує енергію, яка виділяється в одиницю часу на виробництво корисної роботи, наприклад, у вигляді тепла в приймачі з активним опором R :

$$P = UI \cos \phi = I^2 R. \quad (7.3)$$

Середнє значення другого доданка миттєвої потужності у виразі (7.1) дорівнює нулю, тобто ця частина потужності не робить корисної роботи. Це говорить про те, що відбувається постійний обмін даною потужністю між ДЖ і споживачем, що можливо тільки між реактивними елементами – ємністю та індуктивністю, які здатні накопичувати й віддавати електромагнітну енергію.

Повну потужність на зажимах приймача можна подати у наступному вигляді:

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* = UI e^{i\phi} = UI \cos \phi + jUI \sin \phi = P + jQ, \quad (7.4)$$

де \underline{U} – комплекс напруги; \underline{I}^* – сполучений комплекс струму; $Q = UI \sin \phi$ – реактивна потужність.

Прийнято вважати, якщо струм що споживається відстає за фазою від напруги (індуктивний характер навантаження), то реактивна потужність має позитивне значення, а якщо струм випереджає напругу (ємнісний характер навантаження), реактивна потужність має негативне значення.

З виразу (7.4) маємо:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} ; \quad \frac{Q}{P} = \operatorname{tg} \phi ; \quad \frac{P}{S} = \cos \phi = \lambda, \quad (7.5)$$

де $\operatorname{tg}\phi$ – коефіцієнт реактивної потужності; $\cos\phi$ чи λ – коефіцієнт потужності.

Для навантаження, що споживає несинусоїдальний струм, наприклад вентильних перетворювачів, коефіцієнт потужності дорівнює:

$$\lambda = \frac{P}{S} = \frac{UI_1 \cos\phi}{UI} = \kappa_{c,c} \cos\phi, \quad (7.6)$$

де $\kappa_{c,c} = I_1/I$ – коефіцієнт скривлення струму; I_1 – струм основної гармоніки; I – загальне значення струму з урахуванням вищих гармонік.

Основні споживачі реактивної потужності – це асинхронні двигуни, вентильні перетворювачі, реактори, ЛЕП та інші споживачі.

Оскільки реактивна потужність циркулює між реактивними елементами і не є корисною, то її передача за системою електропостачання приводить до наступних **негативних наслідків**:

- виникають додаткові втрати активної потужності:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p. \quad (7.7)$$

- виникають додаткові втрати напруги:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p. \quad (7.8)$$

- зменшується пропускна здатність ЛЕП і трансформаторів, що призводить до збільшення їхніх перерізів і потужностей, і, отже, капітальних витрат.

Найбільш простим рішенням питання зниження реактивної потужності є проведення **технічних заходів щодо зменшення споживаної реактивної потужності приймачами**:

- заміна малоавантажених асинхронних двигунів двигунами меншої потужності;
- зниження напруги в двигунах, які систематично працюють з малим навантаженням;
- обмеження холостого ходу двигунів і зварювальних трансформаторів;
- застосування синхронних двигунів замість асинхронних у випадку, коли це можливо за умовами технологічного процесу;

- вибір силової схеми і системи керування вентильними перетворювачами.

Компенсація реактивної потужності – це її вироблення чи споживання за допомогою компенсуючих пристроїв. Як компенсуючі пристрої використовують синхронні машини, конденсатори, статичні джерела реактивної потужності.

Синхронні машини. Синхронні компенсатори – це синхронні двигуни полегшеної конструкції без навантаження на валу. Вони можуть як генерувати (режим перезбудження), так і споживати (недозбудження) реактивну потужність. Зміна генеруючої чи споживаної реактивної потужності компенсатора здійснюється регулюванням його збудження.

Синхронні двигуни. Вони також можуть генерувати реактивну потужність, величина якої залежить від завантаження двигуна активною потужністю, підведеної напруги і його технічних даних:

$$Q_{cd} = \kappa_{n,p,n} \frac{P_{ном} \operatorname{tg} \phi_{ном}}{K_{нд}}, \quad (7.9)$$

де $\kappa_{n,p,n}$ – коефіцієнт перевантаження за реактивною потужністю, що залежить від типу двигуна і підведеної напруги.

Конденсатори – спеціальні ємності, призначені тільки для генерації реактивної потужності.

Статичні джерела реактивної потужності – це сполучення нерегульованої батареї конденсаторів і включеного послідовно чи паралельно з нею регульованого реактора. Регулювання реактивної потужності здійснюється за допомогою регульованого тиристорного блоку, що входить у пристрій керування статичного джерела реактивної потужності. Статичні джерела реактивної потужності залежно від схеми і режиму роботи дозволяють виробляти чи споживати реактивну потужність.

Вибір компенсуючих пристроїв. Вибір компенсуючих пристроїв, проводять на підставі техніко-економічного порівняння за мінімумом приведених витрат, що у загальному вигляді можна записати як

$$B = \kappa_{н,е} K + C_e = \min, \quad (7.10)$$

де $\kappa_{н,е}$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень K ;
 C_e – експлуатаційні витрати.

Приведені витрати розраховують в такий спосіб:

$$B = \sum_{i=1}^n (\kappa_{n,e} + \kappa_{a,p,o,i}) \cdot K_i + c_{a,n} \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (7.11)$$

де K_i – вартість i -го елемента схеми; $\kappa_{a,p,o,i}$ – коефіцієнт щорічних відрахувань на амортизацію, ремонт і обслуговування i -го елемента; $c_{a,n}$ – питома вартість втрат активної потужності; ΔP_i – втрати активної потужності в i -му елементі.

Зниження активних втрат потужності в i -му елементі системи електропостачання ΔP_i визначається різницею втрат до встановлення компенсуючих пристроїв $\Delta P_{1,i}$ і після їхньої установки $\Delta P_{2,i}$:

$$\Delta P_i = \Delta P_{1,i} - \Delta P_{2,i}. \quad (7.12)$$

ΔP_1 визначається відповідно до виразу (7.7) – $\Delta P = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R$, а ΔP_2 – аналогічно:

$$\Delta P_2 = \Delta P_a + \Delta P'_p + \Delta P_{\kappa n} = \Delta P_a + \frac{(Q - Q_{\kappa n})^2}{U^2} R + \Delta P_{\kappa n}, \quad (7.13)$$

де $\Delta P_{\kappa n}$ – втрати активної потужності в компенсуючих пристроях; $Q_{\kappa n}$ – потужність компенсуючих пристроїв; $\Delta P'_p$ – втрати потужності, викликані передачею реактивної потужності, що дорівнює $Q - Q_{\kappa n}$.

Втрати активної потужності в синхронних машинах визначаються як

$$\Delta P_{cm} = \kappa_1 \frac{Q_{cm}}{Q_{ном}} + \kappa_2 \frac{Q_{cm}^2}{Q_{ном}^2}, \quad (7.14)$$

де κ_1 і κ_2 – довідкові розрахункові коефіцієнти; Q_{cm} – реактивна потужність, що виробляється синхронною машиною; $Q_{ном}$ – номінальна реактивна потужність.

Втрати активної потужності в батареях конденсаторів (БК) визначаються як

$$\Delta P_{\text{БК}} = \Delta P_{\text{БК,пит}} \cdot Q_{\text{БК}} , \quad (7.15)$$

де $\Delta P_{\text{БК,пит}}$ – питомі втрати активної потужності БК; $Q_{\text{БК}}$ – реактивна потужність, що виробляється БК.

Необхідна потужність компенсуючих пристроїв $Q_{\text{кп}}$ визначається з балансу реактивної потужності:

$$Q_{\text{кп}} = Q_{\Sigma} - Q_{\text{ес}} , \quad (7.16)$$

де Q_{Σ} – розрахункове значення загальної реактивної потужності, яка споживається протягом максимального активного навантаження енергосистеми; $Q_{\text{ес}}$ – економічно обґрунтована найбільша реактивна потужність енергосистеми, яку вона може передати в режимі найбільших активних навантажень.

Визначення втрат активної енергії в системі електропостачання при різних способах компенсації реактивної потужності здійснюється за допомогою коефіцієнта зміни втрат $\kappa_{3,\text{в}}$, який визначається відношенням зниження втрат активної потужності ΔP до потужності компенсуючих пристроїв $Q_{\text{кп}}$. Для i -го елемента системи електропостачання:

$$\kappa_{3,\text{в},i} = \frac{\Delta P_i}{Q_{\text{кп},i}} . \quad (7.17)$$

З урахуванням виразів (7.7), (7.12) і (7.13) коефіцієнт зміни втрат $\kappa_{3,\text{в},i}$ можна записати як:

$$\kappa_{3,\text{в},i} = \frac{Q_{\text{кп},i} \cdot (2Q_i - Q_{\text{кп},i}) \cdot R_i}{Q_{\text{кп},i} U_i^2} - \frac{\Delta P_{\text{кп},i}}{Q_{\text{кп},i}} = \frac{\Delta P_{\text{р},i}}{Q_i} \cdot \left(2 - \frac{Q_{\text{кп},i}}{Q_i} \right) - \frac{\Delta P_{\text{кп},i}}{Q_{\text{кп},i}} . \quad (7.18)$$

У першому наближенні зниження втрат активної потужності в елементах системи електропостачання можна визначити за допомогою $\kappa_{з,в}$, що задається енергосистемою у відповідній точці мережі, в такий спосіб:

$$\Delta P_{ze} = Q_{kn} \cdot \kappa_{з,в}. \quad (7.19)$$

При $\Delta P_{kn} > \Delta P_{ze}$ встановлення компенсуючих пристроїв з економічної точки зору сенсу не має, якщо це не потрібно для вирішення питань регулювання напруги, збільшення пропускної здатності ЛЕП та ін.

При потужності компенсуючих пристроїв менше 5000 квар на напрузі 6 кВ і менше 10000 квар на напрузі 10 кВ економічно доцільне встановлення БК.

Розміщення компенсуючих пристроїв. Для вибору потужності і місця встановлення компенсуючих пристроїв використовують оптимізаційні методи. Тобто проводиться пошук такого рішення, що забезпечував би максимальний економічний ефект при дотриманні всіх технічних умов нормальної роботи системи електропостачання. Критерієм економічного ефекту є приведені витрати. Технічні вимоги зводяться до обмежень за відхиленням напруги, завантаженням елементів мережі, потужністю коменсуючих пристроїв.

Існують і спрощені способи вибору потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв, наприклад, з умов рівності коефіцієнтів потужності на окремих ПС, що відповідає наступному виразу:

$$Q_{кyi} = Q_i - P_i \cdot \operatorname{tg} \phi_{\text{бал}}. \quad (7.20)$$

Визначення збалансованого коефіцієнта реактивної потужності $\operatorname{tg} \phi_{\text{бал}}$ виконують, виходячи з наступного. До встановлення компенсуючих пристроїв, реактивне навантаження i -тої ПС визначається як

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \phi_i. \quad (7.21)$$

Сумарна потужність реактивних навантажень усіх ПС дорівнює

$$\sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n P_i \cdot \operatorname{tg} \phi_i. \quad (7.22)$$

Збалансована (зменшена) за допомогою компенсуючих пристроїв сумарна реактивна потужність навантажень складає

$$Q_{\text{бал}} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot \operatorname{tg} \phi_i - Q_{\text{кп}} , \quad (78.23)$$

де $Q_{\text{кп}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{кп}i}$ – необхідна сумарна потужність компенсуючих пристроїв.

Сумарна активна потужність навантажень усіх ПС після встановлення компенсуючих пристроїв у системі електропостачання практично не зміниться:

$$P_{\text{бал}} = \sum_{i=1}^n P_i . \quad (7.24)$$

Тоді збалансований коефіцієнт реактивної потужності системи електропостачання визначиться як

$$\operatorname{tg} \phi_{\text{бал}} = \frac{Q_{\text{бал}}}{P_{\text{бал}}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \operatorname{tg} \phi_i - Q_{\text{кп}}}{\sum_{i=1}^n P_i} . \quad (7.25)$$

8 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Під якістю електричної енергії розуміють відповідність її показників, що характеризують напругу і частоту в мережі, деяким нормованим значенням. В даний час на території України діє міждержавний стандарт [12], що встановлює показники і норми якості електричної енергії в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц в точках, до яких приєднуються електричні мережі, що знаходяться у власності різних споживачів електричної енергії, чи приймачі електричної енергії.

8.1 Показники якості електричної енергії

Розрізняють такі властивості електричної енергії як: відхилення напруги; коливання напруги; провал напруги; тимчасова перенапруга (рис. 8.1); несинусоїдальність напруги (рис. 8.2); несиметрію трифазної системи напруг; відхилення частоти; імпульс напруги (рис. 8.3). Цим властивостям відповідають наступні показники якості електричної енергії:

- стале відхилення напруги δU_y ;

- розмах зміни напруги δU_t ;
- доза флікера $f P_f$;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$;
- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги Δt_{Π} ;
- імпульсна напруга $U_{\text{імп}}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$.

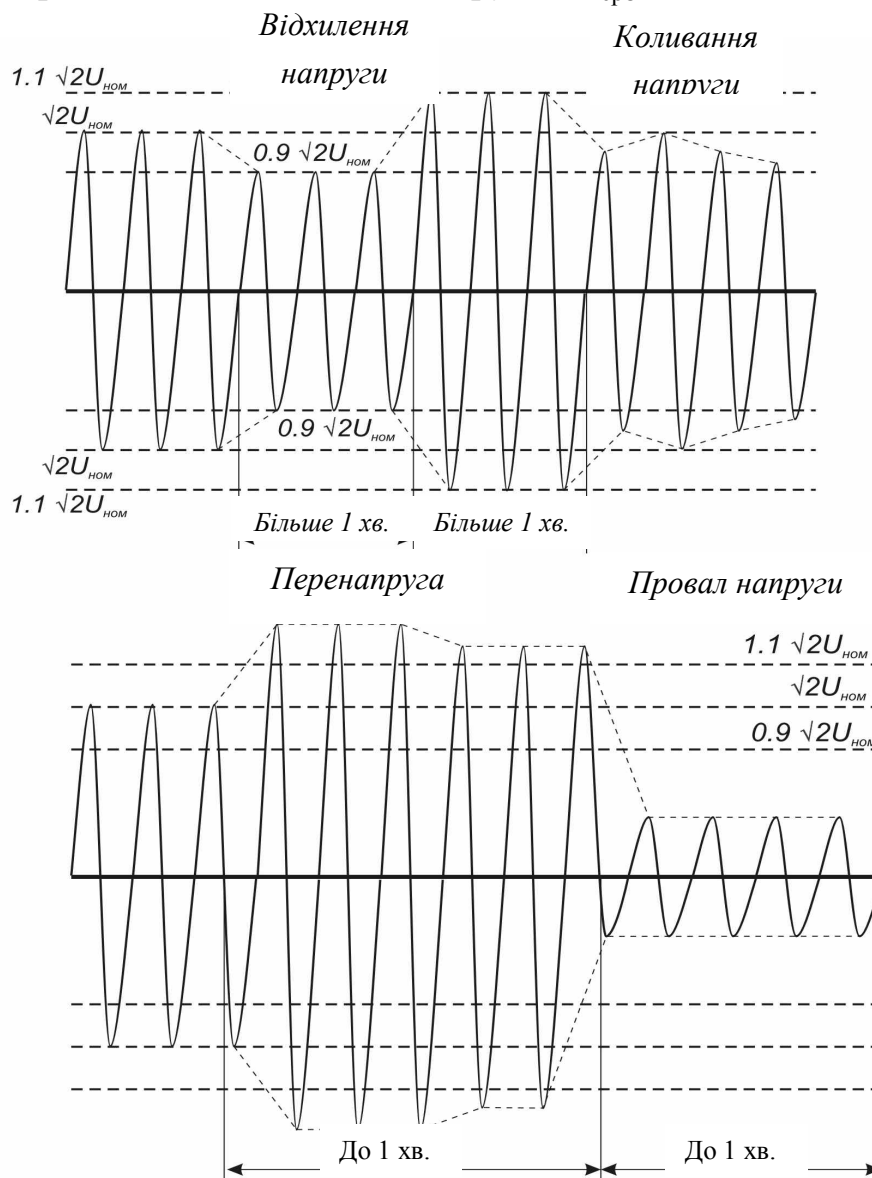


Рисунок 8.1 – Відхилення напруги, коливання напруги, провал напруги і тимчасова перенапруга

Відхилення напруги – відхилення фактичної напруги в сталому режимі роботи системи електропостачання від його номінального значення. Воно характеризується таким показником якості електричної енергії, як стале відхилення напруги.

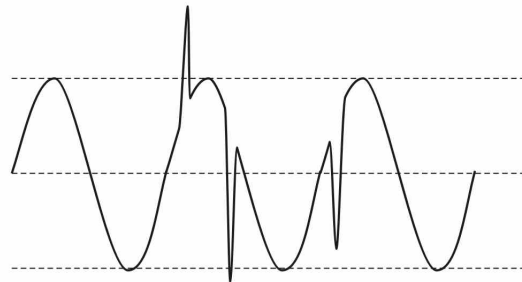
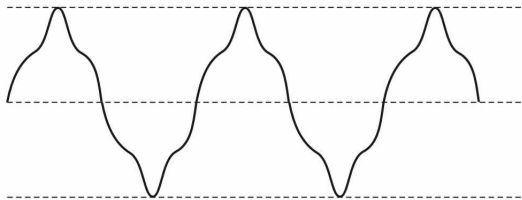


Рисунок 8.2 – Несинусоїдальність напруги Рисунок 8.3 – Імпульс напруги

Коливання напруги – швидко змінне відхилення напруги тривалістю від півперіоду до декількох секунд. Його характеризують розмах зміни напруги і **доза флікера**, де під дозою флікера розуміють міру сприйнятливості людини до впливу коливань світлового потоку джерел освітлення, викликаних коливанням напруги (рис. 8.4).

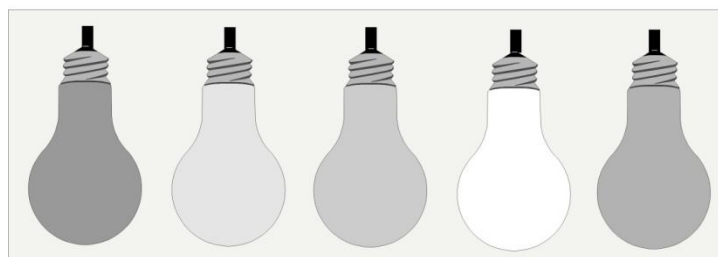


Рисунок 8.4 – Коливання світлового потоку штучних джерел освітлення, викликаних коливаннями напруги

Несинусоїдальність напруги – спотворення синусоїдальної форми кривої напруги. Дана властивість нормується коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги і коефіцієнтом n -ї гармонійної складової напруги.

Несиметрія напруг – несиметрія трифазної системи напруг. Вона характеризується коефіцієнтами несиметрії напруг за зворотною і нульовою послідовностями.

Відхилення частоти – відхилення фактичної частоти змінної напруги від номінального значення в сталому режимі роботи системи електропостачання. Воно характеризується однойменним показником.

Провал напруги – раптове зниження напруги нижче $0,9U_{ном}$, за яким слідує відновлення напруги до первісного чи близьких до нього рівнів через

проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Він характеризується тривалістю провалу напруги.

Імпульс напруги – різка зміна напруги, за яким слідує відновлення напруги до первісного чи близьких до нього рівнів за проміжок часу до декількох мілісекунд. Характеризується величиною його напруги $U_{\text{імп}}$.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги вище $1,1 U_{\text{ном}}$ тривалістю більше 10 мілісекунд, що виникає в системах електропостачання при коротких замиканнях. Воно характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги.

8.2 Визначення показників якості електричної енергії і допоміжних параметрів

Для визначення показників якості електричної енергії, таких як стале відхилення напруги, розмах зміни напруги, доза флікера, коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги, коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю, коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю, відхилення частоти, встановлений мінімальний інтервал часу вимірів, рівний 24 години. Визначення інших показників якості електричної енергії (провала напруги, імпульсної напруги і коефіцієнта тимчасової перенапруги) необхідно робити шляхом тривалого спостереження і реєстрації. Крім цього для деяких показників встановлені також інтервали усереднень результатів вимірів, що наведені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Інтервали усереднення результатів вимірів показників якості електричної енергії

Показник якості електричної енергії	Інтервал усереднення, с
Стале відхилення напруги	60
Розмах зміни напруги	-
Доза флікера	-
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги	3
Коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги	3
Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю	3
Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю	20
Відхилення частоти	-
Тривалість провалу напруги	-
Імпульсна напруга	-
Коефіцієнт тимчасової перенапруги	-

8.3 Норми й оцінка якості електричної енергії

Для оцінки якості електричної енергії необхідно визначити відповідність показників якості електричної енергії за розрахунковий період, рівний 24 години, встановленим нормам, серед яких розрізняють нормально і гранично допустимі значення (табл. 8.2, 8.3, 8.4, рис. 8.5.). Усі нормовані показники якості електричної енергії не повинні перевищувати допустимих значень. Найбільші значення коефіцієнтів спотворення синусоїдальності кривої напруги, n -ї гармонійної складової напруги, несиметрії напруг за зворотною і нульовою послідовністю, визначені з імовірністю 95%, не повинні перевищувати нормально допустимих значень. Найбільші й найменші значення сталого відхилення напруги і відхилення частоти з урахуванням знака, визначені з імовірністю 95%, повинні знаходитись в інтервалі обмеженому нормально припустимими значеннями.

Зазначені норми є обов'язковими в усіх режимах роботи системи електропостачання загального призначення, крім режимів, обумовлених:

- винятковими погодними умовами і стихійними лихами (ураган, повінь, землетрус і т.п.);
- непередбаченими обставинами, викликаними діями сторін, що не є енергопостачальною організацією і споживачем електроенергії (пожежа, вибух, воєнні дії і т.п.);
- умовами, регламентованими державними органами керування, а також зв'язаними з ліквідацією наслідків, викликаних винятковими погодними умовами і непередбаченими обставинами.

Для показників якості електричної енергії, що не нормуються, допускається встановлювати до них вимоги в технічних умовах і договорах за узгодженням між енергопостачальною організацією і споживачами.

Таблиця 8.2 – Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги

Номинальна напруга мережі, кВ	Нормально допустимі значення, %	Гранично допустимі значення, %
0,38	8,0	12,0
6-20	5,0	8,0
35	4,0	6,0
110-330	2,0	3,0

Таблиця 8.3 – Допустимі значення показників якості електричної енергії

Показники якості електричної енергії	Нормально допустимі	Гранично допустимі
Ступінь відхилення напруги, %	±5	±10
Розмах змін напруги, %	-	Рис.1.5
Доза флікера, відн. од.:		
- Короткочасна при коливанні напруги, що відрізняється від форми меандра;	-	1,38;
- Короткочасна, де потрібна значна зорюма напруга при коливанні напруги, що відрізняється від форми меандра;	-	1,0;
- тривала при коливанні напруги, що має форму меандра;	-	1,0;
- тривала, де потрібна значна зорюма напруга при коливанні напруги, що відрізняється від форми меандра.	-	0,74.
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, %	Табл. 1.4	Табл. 1.4
Коефіцієнт n-ї гармонійної складової напруги, %	Табл. 1.5	$K_{U(n)_{grm}} = 1,5 \cdot K_{U(n)_{grm}}$
Коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю, %	2	4
Коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю, %	2	4
Відхилення частот, Гц	±0,2	±0,4
Тривалість провалу напруги, с	-	30
Імпульсна напруга, кВ	-	-
Коефіцієнт тимчасової перенапруги, відн. од.	-	-

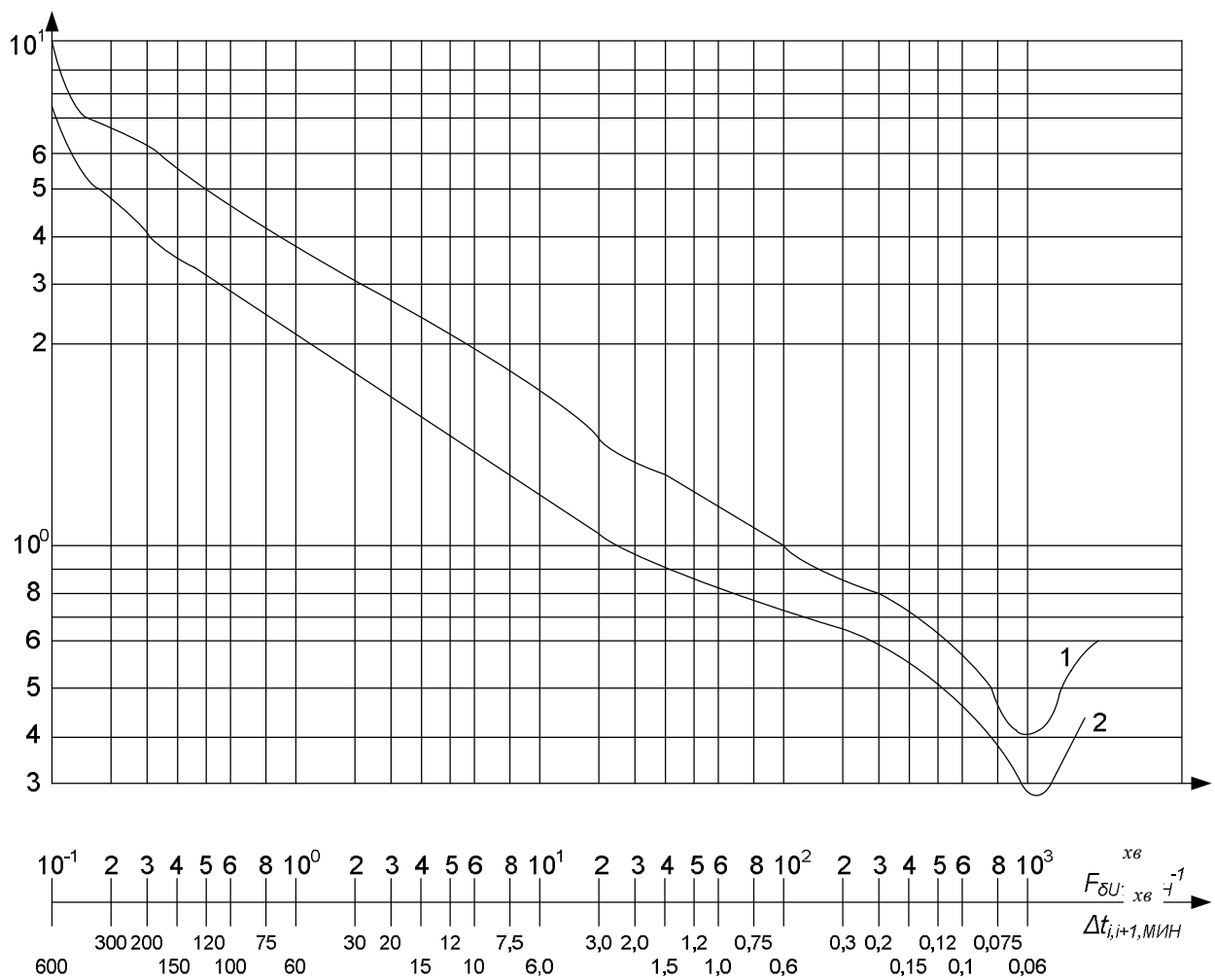


Рисунок 8.5 – Гранично допустимі значення розмахів змін напруг,
що мають форму меандру для споживачів:
1 – що не потребують значної зорової напруги;
2 - з лампами накаливання, що потребують значної зорової напруги

Таблиця 8.4 – Нормально допустимі значення коефіцієнта n -ї гармонійної складової напруги

Непарні гармоніки, не кратні 3, при $U_{ном}$, кВ					Непарні гармоніки, кратні 3**, при $U_{ном}$, кВ					Парні гармоніки при $U_{ном}$, кВ				
n^*	0,38	6-20	35	110-330	n^*	0,38	6-20	35	110-330	n^*	0,38	6-20	35	110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,05	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	$0,2 + \frac{32,5}{n}$	$0,2 + \frac{20}{n}$	$0,2 + \frac{15}{n}$	$0,2 + \frac{5}{n}$										

* n – номер гармонійної складової напруги,

** Нормально допустимі значення, приведені для n , рівних 3 і 9, відносяться до однофазних електричних мереж. У трифазних трифазних електричних мережах ці значення приймають удвічі менше наведених в таблиці.

8.4 Причини зниження якості електричної енергії

Відхилення частоти. Частота в електричній мережі безпосередньо пов'язана з балансом активної потужності, що в сталому режимі описується виразом

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{H}}, \quad (8.1)$$

де $\sum P_{\Gamma}$ – активна потужність, що генерується; $\sum P_{\text{H}}$ – сумарна активна потужність навантаження.

Наочно зв'язок частоти з потужністю, що виробляється і споживається, ілюструє приклад, який описує стан турбіни, що обертає генератор (рис. 8.6). Рівняння стану турбіни, що обертає генератор, має наступний вигляд:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_j} \cdot (M_{\text{т}} - M_{\text{ем}}), \quad (8.2)$$

де ω – кутова швидкість обертання турбіни; T_j – постійна інерції, $M_{\text{т}}$ – момент обертання турбіни; $M_{\text{ем}}$ – електромагнітний момент опору.

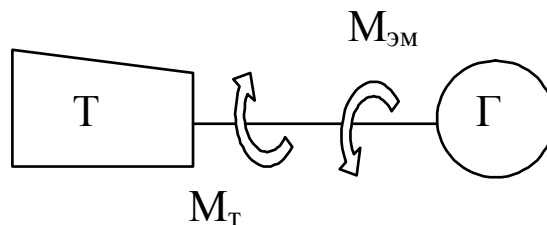


Рисунок 8.6 – Співвідношення моментів турбіни і генератора

Активні потужності пропорційні моментам, тому формула (8.2) справедлива і для потужностей. При порушенні балансу (8.1) починає змінюватись швидкість обертання турбіни, що в переносі на енергосистему означає зміну в ній частоти змінного струму. Якщо $\sum P_{\text{H}} > \sum P_{\Gamma}$, то частота зменшується, якщо $\sum P_{\text{H}} < \sum P_{\Gamma}$ – зростає. При зміні частоти змінюється активне навантаження за своїми статичними характеристиками, що приводить до стабілізації частоти при інших її значеннях.

Відхилення напруги. Відхилення напруги пов'язане з балансом реактивної потужності [8, 15], що в сталому режимі описується виразом

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{н}} , \quad (8.3)$$

де $\sum Q_{\Gamma}$ – реактивна потужність, що генерується; $\sum Q_{\text{н}}$ – сумарна реактивна потужність навантаження.

У більш повному вигляді баланс реактивної потужності можна представити в такий спосіб:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\text{л}} + \sum Q_{\text{кп}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum \Delta Q_{\text{тр}}, \quad (8.4)$$

де $\sum Q_{\Gamma}$ – генерація реактивної потужності генераторами електростанцій;

$\sum Q_{\text{л}}$ – генерація реактивної потужності високовольтними лініями;

$\sum Q_{\text{кп}}$ – генерація реактивної потужності компенсуючими пристроями;

$\sum Q_{\text{н}}$ – реактивне навантаження споживачів;

$\sum \Delta Q_{\text{л}}$ – втрати реактивної потужності в ЛЕП;

$\sum \Delta Q_{\text{тр}}$ – втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Співвідношення генерації реактивної потужності при найбільших навантаженнях складає приблизно 60% на електростанціях, 20% на високовольтних лініях і 20% компенсуючими пристроями.

Баланс реактивної потужності визначає деякий середній рівень напруги в системі. Якщо генерація реактивної потужності не забезпечує її споживання ($\sum Q_{\Gamma} < \sum Q_{\text{н}}$), то рівень напруги в системі знижується і, навпаки, при надлишку реактивної потужності ($\sum Q_{\Gamma} > \sum Q_{\text{н}}$) – підвищується.

Напруги у вузлах відрізняються від середнього рівня в результаті падіння напруги в елементах електричної мережі, що залежить від схеми, навантажень та інших факторів, що впливають на втрати напруги в елементах електричної мережі.

Коливання напруги. Коливання напруги в мережах виникають в основному при роботі різкозмінних навантажень: керованих вентильних перетворювачів із широким діапазоном і великою швидкістю регулювання напруги, електродугових сталеплавильних печей, потужних зварювальних агрегатів та ін.

Несиметрія напруг. Несиметричні режими в електричних мережах виникають з наступних причин: неоднакові навантаження в різних фазах; неповнофазна робота ліній чи інших елементів у мережі; різні параметри ліній у різних фазах.

Найчастіше несиметрія напруг виникає через нерівність навантажень фаз. У міських і сільських мережах 0,38 кВ несиметрія напруг визначається в основному підключенням однофазних освітлювальних і побутових електроприймачів малої потужності.

У мережах високої напруги несиметрія викликається, як правило, наявністю потужних однофазних електроприймачів, а в деяких випадках і трифазних електроприймачів з неоднаковим споживанням у фазах. До останніх відносяться дугові сталеплавильні печі. Основні джерела несиметрії в промислових мережах 0,38-10 кВ - це однофазні термічні установки, руднотермічні печі, індукційні плавильні печі, печі опору й різні нагрівальні установки. Крім того до несиметричних електроприймачів відносяться зварювальні апарати і тягові ПС електрифікованого на змінному струмі залізничного транспорту.

Нерівність параметрів ліній по фазах має місце, наприклад, при відсутності транспозиції на лініях чи подовжених її циклах.

Несинусоїдальність напруги. Причини виникнення несинусоїдальності напруг і струмів – наявність вентильних перетворювальних установок і електроприймачів з нелінійною вольт-амперною характеристикою.

Вентильні перетворювачі мають основний вплив, які в даний час широко застосовуються в промисловості і на транспорті. Найбільш поширені вентильні перетворювачі на напівпровідниках (тиристорні перетворювачі), потужність яких увесь час підвищується.

У загальному випадку джерела несинусоїдальності виявляються включеними несиметрично, наприклад, тягові ПС залізниць, електрифіковані на змінному струмі, а також дугові сталеплавильні печі.

Провал напруги. Провали напруг є наслідком КЗ, пусків потужних електродвигунів, неправильної роботи засобів релейного захисту й автоматики.

Імпульс напруги. Розрізняють грозові й комутаційні імпульси напруг. Перші виникають унаслідок влучення блискавки в елементи мережі або наведення електромагнітним полем блискавки, яка мала місце біля елементів мережі. Другі – внаслідок комутацій батарей конденсаторів і резонансних фільтрів, відключення ненавантажених ліній і трансформаторів, неодноразової комутації контактів вимикачів та іншої комутаційної апаратури.

Тимчасова перенапруга. Перенапруги в мережі виникають внаслідок пошкоджень. Їхнє значення багато в чому залежить від режиму роботи мережі [16].

У мережах з ізольованою нейтраллю при замиканні на землю однієї фази напруги двох інших фаз збільшаться в $\sqrt{3}$ раз. При неметалевих замиканнях на

землю в місці пошкодження виникає перемежована дуга, що супроводжується повторними гасіннями і запалюваннями. Між ємністю та індуктивністю мережі в цьому разі з'являються вільні електричні коливання високої частоти, внаслідок чого в мережі виникають перенапруги. Амплітуда дугових перенапруг у мережах 6-35 кВ при відсутності ферорезонансних явищ може досягати $3,2 U_{\phi m}$ на непошкоджених фазах і $2,2 U_{\phi m}$ на пошкоджених.

У мережах з компенсованою нейтраллю при замиканні на землю напруга непошкоджених фаз збільшається в $\sqrt{3}$. При неметалевих замикань на землю, при резонансній чи близькій до неї настройці дугогасної котушки амплітуда перенапруг не перевищує $2,8 U_{\phi m}$, а імовірність появи перенапруг вищої кратності менше, ніж у некомпенсованій мережі.

У мережах із заземленою нейтраллю при КЗ на землю в місці пошкодження виникає електрична дуга з великим струмом, що гаситься відключенням ЛЕП з наступним її автоматичним повторним включенням. У перехідному режимі і при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги, найбільша величина яких щодо землі характеризується їхньою кратністю до номінальної фазної напруги. Так, у перехідному режимі в мережах з ефективно заземленою нейтраллю кратність внутрішніх перенапруг може досягати 2,5.

У чотирипровідних мережах напругою до 1000 В при КЗ напруги непошкоджених фаз збільшаться в $\sqrt{3}$. Таке ж збільшення напруги матиме місце при обриві нульового проводу для споживачів, що знаходяться за місцем пошкодження.

9 ЕНЕРГОРИНОК УКРАЇНИ

З 1994 р. в Україні проводиться реформування електроенергетичної галузі з метою підвищення конкуренції на внутрішньому ринку електричної енергії [17]. Реформування передбачає реструктуризацію вертикально інтегрованих структур - монополістів у сфері виробництва, передачі й постачання електричної енергії.

У квітні 1994 р. видається Указ Президента про реформування електроенергетики, а в лютому 1994 р. України створюється орган державного регулювання в електроенергетиці – Національна комісія регулювання електроенергетики (НКРЕ).

У 1996 р. при участі НКРЕ проведена реструктуризація електроенергетичної галузі з поділом виробництва, передачі, розподілу і постачання електроенергії.

У результаті було створено:

- 4 компанії ТЕС, 2 компанії ГЕС, 1 компанію АЕС;
- 1 компанію магістральних мереж (НЕК «Укренерго»);
- 27 регіональних розподільних компаній, що додатково здійснюють на закріпленій території постачання електроенергії за регульованим тарифом.

У цьому ж 1996 р. був створений оптовий ринок електроенергії України, що функціонує за схемою «єдиного покупця» (рис. 9.1). Відповідно до Закону «Про електроенергетику» вся електроенергія повинна продаватися тільки через оптовий ринок. Функції «єдиного покупця» і оператора ринку виконує Державне підприємство «Енергоринок», яке створене на базі Національного диспетчерського центру (НДЦ) України.

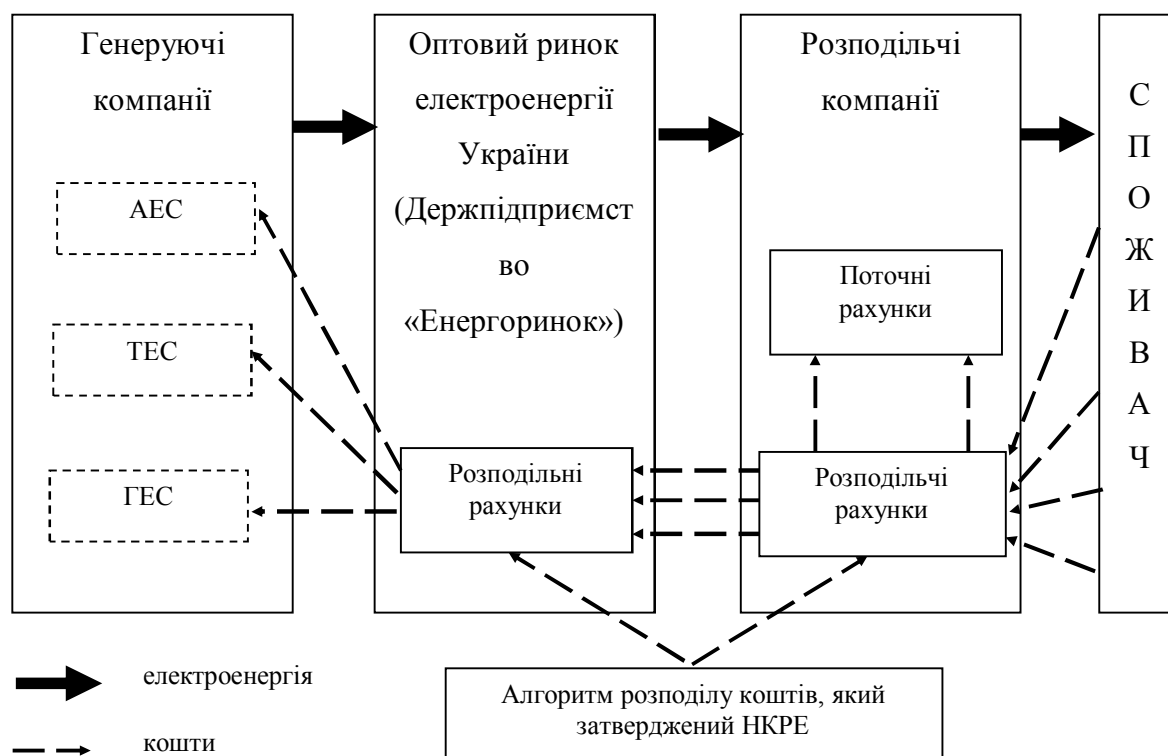


Рисунок 9.1 – Оптовий ринок електроенергії України

Держпідприємство «Енергоринок» виконує такі функції:

- диспетчеризація;
- формування оптової ціни на електроенергію (компанії ТЕС продають свою електроенергію на оптовий ринок за механізмом цінових заявок, тобто

щодня повідомляють, скільки коштуватиме електроенергія в наступну добу, що залежить від вартості палива, стану устаткування, завантаження потужностей та інших факторів, а АЕС, ГЕС – за регульованим тарифом);

- організація прийому і виходу суб'єктів підприємницької діяльності в члени Енергоринку.

Національна комісія регулювання електроенергетики на оптовому ринку виконує наступні функції:

- здійснює економічне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій з транспортування електроенергії магістральними і розподільними мережами;

- контролює діяльність на суміжних ринках виробництва і постачання електроенергії;

- захист прав споживачів;

- контролює діяльність енергокомпаній шляхом видачі ліцензій (табл. 9.1).

Таблиця 9.1 – Ліцензіати НКРЕ в електроенергетиці

Види діяльності	Кількість станом на 01.04.2012 р.
Виробництво електричної енергії	160
Передача електричної енергії магістральній і міждержавній електричній мережам	1
Передача електроенергії місцевим (локальним) електричним мережам	45
Оптове постачання електричної енергії	1
Постачання електричної енергії за регульованим тарифом	44
Постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом	281
Усього	532

Процес реформування електроенергетичної галузі України супроводжувався і змінами форм власності суб'єктів в електроенергетичній галузі. Так у 1998 р. було приватизовано сім регіональних розподільних компаній. У 2001 р. приватизовано ще шість регіональних розподільних компаній. У 2002 р. була створена приватна генеруюча компанія ТЕС «Східенерго». У 2004 р. створений державний холдинг НАК «Енергетична компанія України», який об'єднав усі державні активи галузі, крім активів НАЕК «Енергоатом» і системного оператора НЕК «Укренерго».

Перспективи розвитку оптового ринку електроенергії. З метою удосконалення діючого оптового ринку електроенергії в 2002 р. Кабінетом міністрів України була розроблена і прийнята Концепція функціонування і розвитку оптового ринку електричної енергії України, що передбачає поетапний перехід від існуючої монопольної моделі «єдиного покупця» до перспективної конкурентної моделі «двосторонніх контрактів і балансуючого ринку». Відповідно до цієї концепції реформування оптового ринку електроенергії буде проводитися в два етапи [18]:

1. На першому етапі (в перехідний період) зберігається діюча система з впровадженням елементів ринку двосторонніх умов і балансуючого ринку, що передбачає застосування методів страхування фінансових ризиків (часткова передплата, банківська гарантія). Передбачається також введення біржової торгівлі ф'ючерсними контрактами на електричну енергію без її фізичного постачання («контракти на різницю») як механізм страхування цінових ризиків для членів оптового ринку електроенергії.

2. На другому етапі впроваджується перспективна модель «прямих двосторонніх умов і балансуючого ринку», в тому числі планується створення ринку фінансових контрактів на електричну енергію, біржового продажу електроенергії, ринку системних послуг.

Прямі договори передбачається вводити поступово, паралельно з елементами балансуючого ринку. На прямі договори на добровільній основі по черзі переходять теплоелектроцентралі, енергогенеруючі компанії ТЕС, атомні електростанції. При цьому сторонами договору можуть бути постачальники електричної енергії і потужні споживачі.

Продаж електроенергії гідроелектростанцій і гідроакумулюючих станцій, потужність чи обсяг яких перевищують граничні показники, здійснюється винятково за допомогою оптового постачальника електричної енергії і тільки через балансуючий ринок. Таким чином, усі ГЕС, ГАЕС, а також підприємства, які з тих чи інших причин не перейдуть на прямі договори, залишаться учасниками балансуючого ринку з новими правилами і новою системою ціноутворення.

10 ПРАВИЛА КОРИСТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ

Правила користування електричною енергією регулюють взаємовідносини, що виникають у процесі продажу й купівлі електричної енергії між виробниками або постачальниками електричної енергії і

споживачами (на роздрібному ринку електричної енергії) і включають такі аспекти [19]:

- межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін;
- встановлення та експлуатація засобів обліку і управління електроспоживанням;
- режими постачання електричної енергії;
- укладення договорів;
- розрахунки за користування електричною енергією;
- умови припинення або обмеження постачання та передачі електричної енергії;
- права, обов'язки і відповідальність постачальника електричної енергії за регульованим тарифом;
- права, обов'язки і відповідальність постачальника електричної енергії за нерегульованим тарифом;
- права, обов'язки і відповідальність споживачів (субспоживачів) електричної енергії;
- права, обов'язки і відповідальність електропередавальної організації;
- особливості постачання електричної енергії для населених пунктів.

Постачання електричної енергії для забезпечення потреб електроустановки здійснюється на підставі договору про постачання електричної енергії, що укладається між власником цієї електроустановки (уповноваженою власником особою) і постачальником електричної енергії за регульованим тарифом, або договору про купівлю-продаж електричної енергії, що укладається між власником цієї електроустановки (уповноваженою власником особою) і постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом.

Електрична енергія продається в точці продажу, розташування якої зазначається у відповідному договорі.

Постачальник електричної енергії покриває всі витрати, пов'язані з доставкою електричної енергії в точку продажу, яка визначається постачальником електричної енергії на межах балансової належності електричних мереж, витрати на утримання яких, а також витрати на відшкодування іншим власникам електромереж, передбачені тарифом на електричну енергію для споживачів.

У разі придбання субспоживачем електричної енергії в точці продажу, яка не збігається з межею балансової належності його електроустановок, доставка належної субспоживачу електричної енергії до межі балансової належності його електроустановок оплачується цим субспоживачем відповідно до умов

договору про спільне використання технологічних електричних мереж з відповідним власником електричних мереж.

У разі постачання споживачу електричної енергії в точці продажу на межі балансової належності цього споживача і власника електричних мереж, який не є постачальником електричної енергії, між споживачем і цим власником електричних мереж на основі типового договору укладається договір про технічне забезпечення електропостачання споживача, а між електропередавальною організацією і цим власником електричних мереж укладається договір про спільне використання технологічних електричних мереж споживача на основі типового договору.

Договір про постачання електричної енергії на основі типового договору укладається постачальником електричної енергії за регульованим тарифом з усіма споживачами і субспоживачами (крім населення), які розташовані на території здійснення ліцензованої діяльності постачальником електричної енергії за регульованим тарифом.

Умови договору про купівлю-продаж електричної енергії між споживачем (субспоживачем) і постачальником електричної енергії за нерегульованим тарифом визначаються за згодою сторін. Цей договір укладається відповідно до законодавства України.

У разі використання технологічних електричних мереж основного споживача субспоживачем відносини між споживачем і субспоживачем, у тому числі їх взаємна відповідальність регулюються договором про спільне використання технологічних електричних мереж споживача, що укладається між ними на основі типового договору.

У разі використання технологічних електричних мереж основного споживача електропередавальною організацією відносини між споживачем і субспоживачем, у тому числі їх взаємна відповідальність регулюються договором про технічне забезпечення електропостачання субспоживача, який укладається на основі типового договору.

Сторони, які спільно з основним споживачем використовують технологічні електричні мережі основного споживача для передачі електричної енергії субспоживачу, визначаються відповідно до точки продажу електричної енергії субспоживачу, зазначеної в договорі про постачання електричної енергії між постачальником електричної енергії і субспоживачем.

Основний споживач не має права відмовити електропередавальній організації, яка здійснює ліцензовану діяльність на закріпленій території, субспоживачам або постачальникам електричної енергії у разі дотримання ними вимог цих Правил в укладанні (переукладанні) договорів про спільне

використання технологічних електричних мереж споживача або про технічне забезпечення електропостачання споживача.

Договір про постачання електричної енергії між постачальником електричної енергії і субспоживачем або споживачем, електроустановки якого приєднані до мереж електропередавальної організації, має укладатися після укладення між субспоживачем і основним споживачем (електропередавальною організацією) договору про спільне використання технологічних електричних мереж основного споживача або договору про технічне забезпечення електропостачання субспоживача (споживача). При цьому перед укладанням відповідного договору між субспоживачем і основним споживачем (електропередавальною організацією) субспоживач має узгодити з постачальником електричної енергії точку продажу для нього електричної енергії. Узгодження відбувається шляхом обміну листами.

Постачальники електричної енергії за регульованим тарифом на закріпленій території не мають права відмовити споживачу або субспоживачу, електроустановки якого розташовані на цій території, в укладенні договору, за умови дотримання вимог законодавства України, зокрема цих Правил та інших нормативно-технічних документів.

Зміна організаційно-правової форми, власності чи економічного стану постачальника електричної енергії за регульованим тарифом не може призводити до обмеження чи припинення постачання електричної енергії споживачу, якщо останній виконує свої зобов'язання згідно з договором і цими Правилами.

Електропередавальна організація не має права відмовити в передачі електричної енергії постачальникам електричної енергії, в приєднанні до її мереж інших електропередавальних організацій або замовників за умови дотримання ними вимог законодавства України, зокрема цих Правил і нормативно-технічних документів.

Електропередавальна організація забезпечує передачу електричної енергії розташованими в географічних межах закріпленої території здійснення ліцензованої діяльності технологічними електричними мережами інших власників, які не мають ліцензій на передачу електричної енергії.

У разі передачі електроустановки або її частини в оренду та обумовлення договором оренди передачі орендареві відповідних повноважень щодо врегулювання договірних відносин з електропередавальною організацією та/або постачальником електричної енергії щодо електрозабезпечення орендованої електроустановки або її частини між орендарем і суб'єктами електроенергетики мають бути укладені відповідні договори згідно з вимогами цих Правил.

Споживач, який має у власності блок-станцію, може реалізовувати вироблену понад власні потреби електричну енергію на оптовому ринку електричної енергії або постачальнику електричної енергії за регульованим тарифом, або безпосередньо іншим споживачам у встановленому законодавством порядку.

Власник когенераційної установки має право продажу виробленої цією когенераційною установкою електричної енергії окремим споживачам, у тому числі в години доби найбільшого або середнього навантаження електричної мережі (пікові й напівпікові періоди доби) одночасно (додатково) з основним постачальником електричної енергії.

Укладення, внесення змін, подовження чи розірвання дії будь-якого з договорів здійснюються відповідно до вимог законодавства і цих Правил.

Спірні питання між споживачем і постачальником електричної енергії або електропередавальною організацією розглядаються в межах наданих законодавством повноважень НКРЕ, центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці, Антимонопольним комітетом України, Держенергонаглядом та судом.

Енергетичний нагляд в електроенергетиці, нагляд за охороною праці, контроль у сфері енергозбереження здійснюються персоналом підрозділів центральних органів виконавчої влади, на які покладені відповідні обов'язки згідно із законодавством України.

Дія Правил користування електричною енергією поширюється на всіх юридичних і фізичних осіб (крім населення).

11 ТАРИФИ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ

Сьогодні тарифи на електроенергію в Україні формуються за витратною методикою (витрати + норма рентабельності) і жорстко регулюються НКРЕ. Виняток складають енергогенеруючі компанії ТЕС, які продають електроенергію за ціновими заявками, і незалежні постачальники (без власних мереж), які продають електроенергію споживачам за договірною ціною [18].

Для інших енергогенеруючих компаній, системного оператора (держпідприємство «Енергоринок»), мережевої компанії (НЕК «Укренерго») і обласних енергопостачальних компаній (обленерго) НКРЕ затверджує фіксовані тарифи, рівень яких періодично переглядається.

Розрізняють роздрібний тариф на спожиту електроенергію, тариф на передачу електроенергії місцевим (локальним) електричним мережам і тариф на постачання електроенергії [20].

11.1 Види тарифів

Тарифи поділяються на регульовані й нерегульовані тарифи. Для нерегульованих тарифів ціна за спожиту електроенергію протягом часу постійна. Для регульованих змінюється.

Регульовані тарифи підрозділяються на:

- двозонні тарифи, диференційовані за періодами часу;
- тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу.

Ставка тарифу (тобто сам тариф) для кожного періоду часу визначається шляхом множення встановленого роздрібного тарифу для споживачів відповідного класу на тарифний коефіцієнт (табл. 11.1).

Визначення меж періодів (нічного, денного, напівпікового і пікового) протягом доби залежить від сезону. Межі періодів часу протягом доби для кожного сезону встановлюються відповідними службами НЕК «Укренерго» при узгодженні з НКРЕ. Так, на 2015 рік, для розрахунків споживачів (крім населення), за електроенергію були встановлені наступні межі тарифних зон:

- за тризонним тарифом диференційованим за періодами часу:
 - січень, лютий, листопад і грудень: пікова зона (8:00-10:00, 17:00-21:00); напівпікова зона (6:00-8:00, 10:00-17:00, 21:00-23:00); нічна зона (23:00-6:00);
 - березень, квітень, вересень і жовтень: пікова зона (8:00-10:00, 18:00-22:00); напівпікова зона (6:00-8:00, 10:00-18:00, 22:00-23:00); нічна зона (23:00-6:00);
 - травень, червень, липень і серпень: пікова зона (8:00-11:00, 20:00-23:00); напівпікова зона (7:00-8:00, 11:00-20:00, 23:00-24:00); нічна зона (24:00-7:00);
- за двозонним тарифом, диференційованим за періодом часу: денний період (7:00-23:00); нічний період (23:00-7:00).

Таблиця 11.1 – Тарифні коефіцієнти і тривалість періодів для організацій

Період часу	Нічний	Денний	Напівпіковий	Піковий
Двозонні тарифи, диференційовані за періодами часу				
Тарифні коефіцієнти	0,35	1,8	-	-
Тривалість періоду, год.	8	16	-	-
Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу				
Тарифні коефіцієнти	0,25	-	1,02	1,8
Тривалість періоду, год.	7	-	11	6

11.2 Розрахунок роздрібного тарифу за спожиту електроенергію, тарифу на передачу електроенергії місцевим (локальним) електричним мережам і тарифу на постачання електроенергії

11.2.1 Розрахунок роздрібної ціни

Роздрібна ціна за спожиту електроенергію розраховується відповідно до наступного виразу:

$$\Pi_{ij}^p = \frac{\Pi^{сз}}{(1 - K_{p1}^M) \cdot \dots \cdot (1 - K_{pj}^M)} \cdot K_{кор} + T_j^M + T_i^П, \quad (11.1)$$

де i – група споживачів (1 група – промислові споживачі і прирівняні до них, комерційні споживачі, сільськогосподарські споживачі-виробники, непромислові споживачі; 2 група – міське і сільське населення); j – клас напруги (1 клас: 154-35 кВ, 2 клас: 10-0,4 кВ; при $i = 1$, $j = 1-2$, при $i = 2$, $j = 2$); $\Pi^{сз}$ – середня закупівельна ціна електроенергії; T_j^M – тариф на передачу електричної енергії місцевим (локальним) електричним мережам, що розраховується ліцензіатом з передачі електричної енергії для компенсації його втрат на передачу енергії до споживачів відповідного класу напруги, затверджений НКРЕ; $T_i^П$ – тариф на постачання електроенергії, що розраховується постачальником для компенсації його втрат за постачання електроенергії для споживачів групи i ; $K_{кор}$ – коефіцієнт корекції технологічних втрат електроенергії. Розраховується ліцензіатом з передачі електричної енергії, що одночасно є ліцензіатом з постачання електроенергії за регульованим тарифом, за кожен місяць відразу після закінчення розрахункового місяця на основі коефіцієнта $K_{кор}$ й оцінених фактичних даних лічильників.

Тобто для споживачів 1-го класу напруги:

$$\Pi_{i1}^p = \frac{\Pi^{сз}}{(1 - K_{p1}^M)} \cdot K_{кор} + T_1^M + T_i^П, \quad (11.2)$$

для споживачів 2-го класу напруги:

$$\Pi_{i2}^p = \frac{\Pi^{сз}}{(1 - K_{p1}^M) \cdot (1 - K_{p2}^M)} \cdot K_{кор} + T_1^M + T_i^П. \quad (11.3)$$

11.2.2 Розрахунок середньої закупівельної ціни

Середня закупівельна ціна електроенергії, за якою ліцензіат з постачання електроенергії робить оптову закупівлю електроенергії на оптовому ринку, і закупівельна ціна електроенергії від виробників, що не є членами оптового ринка електричної енергії, за відповідний розрахунковий період часу розраховується за формулою

$$\text{Ц}^{\text{сз}} = \frac{\sum (\text{Ц}_p^{\text{оп}} \cdot E_p^{\text{оп}}) + \sum (\text{Ц}^{\text{н}} \cdot E^{\text{н}}) \pm \Delta C}{\sum E_p^{\text{оп}} + \sum E^{\text{н}}}, \quad (11.4)$$

де $\text{Ц}_p^{\text{оп}}$ – оптова ціна ринка за кожний розрахунковий період; $E_p^{\text{оп}}$ – кількість електроенергії, що закуплена ліцензіатом з постачання на оптовому ринку електроенергії, за кожен розрахунковий період; $\text{Ц}^{\text{н}}$ – ціна, за якою ліцензіат з постачання відповідно до договору закупівлі електроенергії, закуповує електроенергію у виробника, який не є членом оптового ринка електричної енергії; $E^{\text{н}}$ – кількість електричної енергії, закупленої у виробника, який не є членом оптового ринку; ΔC – відхилення оплати – використовується для обліку різниці між фактичними і прогнозованими даними при розрахунках роздрібного тарифу.

Відповідним розрахунковим періодом вважається такий, протягом якого виконується облік споживання електроенергії.

Середня закупівельна ціна електроенергії $\text{Ц}^{\text{сз}}$ за цей період повинна розраховуватися, виходячи з погодинного формування оптової ціни незалежно від того, чи виконується облік споживання щогодини, чи шляхом розрахунку графіка навантаження, чи використанням іншого методу, що погоджений із НКРЕ.

11.2.3 Розрахунок коефіцієнта корекції технологічних втрат електроенергії

Коефіцієнт корекції технологічних втрат електроенергії (ТВЕ) обчислюють за формулою

$$K_{\text{кор}} = \frac{E_{\text{к}}}{\sum \frac{E_{\text{pj}}^{\text{м}}}{1 - K_{\text{pj}}^{\text{м}}}}, \quad (11.5)$$

де E_k – електроенергія, що закуплена постачальником і прийшла в місцеві (локальні) електричні мережі протягом відповідного періоду; E_{pj}^M – реалізована електрична енергія на відповідному класі напруги (спожита і передана в мережі інших ліцензіатів з передачі електроенергії, що одночасно здійснюють постачання електричної енергії за регульованим тарифом); K_{pj}^M – коефіцієнт нормативних ТВЕ на передачу на відповідному класі напруги (j), погоджений з регіональним диспетчерським центром (РДЦ) і затверджений НКРЕ.

Ліцензіат за вимогою НКРЕ повинен обґрунтувати величину підвищення фактичних втрат електроенергії понад рівень нормативних технологічних втрат електроенергії.

11.2.4 Порядок розрахунку, обґрунтування та затвердження тарифів на передачу і постачання електроенергії

Розрахунок, обґрунтування та затвердження тарифів виконують в наступному порядку:

- ліцензіат чи заявник, який виконує діяльність з передачі електричної енергії і/чи діяльність з постачання електроенергії за регульованим тарифом, за 30 днів до початку введення його в дію повинен розрахувати тариф і подати розрахунки в місцеві представництва НКРЕ і НКРЕ;
- протягом 15 днів ліцензіат (заявник) обґрунтовує кожну складову частину витрат у місцевих представництвах НКРЕ;
- протягом наступних 15 днів ліцензіат (заявник) обґрунтовує в НКРЕ розрахунки з урахуванням змін і пропозицій місцевих представництв і затверджує тариф.

Для розрахунку тарифу за передачу й постачання електроенергії загальні втрати, що пов'язані з виробництвом, передачею і постачанням електроенергії, повинні бути розділені на три складові частини:

- втрати ліцензіата на передачу електричної енергії;
- втрати ліцензіата на постачання електроенергії;
- втрати ліцензіата на виробництво електроенергії.

Розрахунок виконують відповідно до наступного виразу:

$$B^o = B^п + B^M + B^c, \quad (11.6)$$

$$B^M = B_{u1} + B_{u2}.$$

У виразі (11.6) B^o – загальні втрати обл. (міст) енерго, B^M – витрати на виробництво електроенергії, $B^п$ – витрати на передачу електричної енергії,

B^c – витрати на постачання електроенергії, B_{u1} – витрати на передачу електроенергії на 1-му класі напруги, B_{u2} – витрати на передачу електроенергії на 2-му класі напруги.

При заповненні таблиць витрат і прибутку відзначається кожна складова частина, що розраховується відповідно до закону України «Про оподаткування прибутку підприємства» з урахуванням діючих нормативів.

Ліцензіат повинен робити калькуляцію витрат і вести окремий їхній облік за кожним видом ліцензованої діяльності.

Ліцензіат повинен обґрунтовано розподілити витрати між ліцензованим та іншими видами підприємницької діяльності і аргументовано підтвердити необхідною документацією такий розподіл.

Дані наводять на базовий і прогнозований період. Базовий період за тривалістю повинен дорівнювати прогнозованому, наприклад, один рік.

Розрахунок тарифів виконують на основі даних прогнозованого періоду. Дані базового періоду, з урахуванням індексації на момент визначення тарифів, визначаються для контролю та обґрунтування даних прогнозованого періоду.

Економічне обґрунтування складових частин витрат виконують на основі розрахунків відповідно до нормативів на технічне обслуговування електричних мереж і, при необхідності, передбачає подачу ліцензіатом до місцевих представництв НКРЕ:

- кількісних показників електричних мереж (у фізичних і умовних одиницях);
- кількість машин і механізмів і їхнього технічного стану;
- кількість персоналу (в тому числі кількість і склад керівного персоналу), заробітної плати персоналу;
- інших необхідних матеріалів.

Економічне обґрунтування фінансування капітальних вкладень передбачає подачу ліцензіатом до НКРЕ:

- схем перспективного розвитку електричних мереж;
- річні фінансові плани капітального будівництва і джерел їхнього фінансування;
- звіт виконання розвитку електричних мереж і використання грошей за попередній період.

Обсяг передачі електричної енергії мережами ліцензіата споживачам повинен визначатися за заявками споживачів і забезпечуватися підтвердженням НДЦ (РДЦ) по енергоресурсами.

Витрати на використання електричних мереж інших ліцензіатів з передачі електроенергії (B_{vj}) розраховують відповідно до наступної формули:

$$B_{vj} = \sum (E_{nj} \cdot T_{lj}^M), \quad (11.7)$$

де E_{nj} – обсяг надходжень електричної енергії від мереж, що належать іншому ліцензіату з передачі електроенергії з урахуванням технологічних втрат електроенергії; T_{lj}^M – тарифи на передачу електричної енергії, розраховані відповідним ліцензіатом з передачі електроенергії.

11.2.5 Розрахунок тарифів на передачу електричної енергії

Тарифи на передачу електричної енергії місцевим (локальним) електричним мережам розраховують для споживачів відповідного класу напруги (j).

Тарифи на передачу електричної енергії для споживачів 1-го класу напруги. Тариф на передачу електричної енергії для споживачів 1-му класу напруги розраховують за виразом

$$T_1^M = \frac{B_{u1}}{E_1}, \quad (11.8)$$

де B_{u1} – витрати на передачу електроенергії на 1 класі напруги, грн.; E_1 – електрична енергія, що передається на 1 класі напруги, МВт·год.

Обсяг електричної енергії, що передається на відповідному класі напруги (E_j), розраховують з урахуванням обсягів передачі електроенергії за межі території діяльності ліцензіата в мережі, що належать іншому ліцензіату з передачі відповідно до виразу

$$E_j = E_{cj} + \sum E_{oj} + E_{tj}, \quad (11.9)$$

де j – клас напруги; E_{cj} – обсяг спожитої корисної електричної енергії споживачами, що підключені на j -му класі напруги, МВт·год; E_{oj} – обсяг передачі електричної енергії за межі території діяльності ліцензіата в мережі, що належать іншому ліцензіату з передачі, МВт·год; E_{tj} – обсяг електричної енергії, що трансформується з вищого на нижчий клас напруги, МВт·год.

Тарифи на передачу електричної енергії для споживачів 2-го класу напруги. Тариф на передачу електричної енергії для споживачів 2-го класу напруги розраховують за виразом

$$T_2^M = \frac{T_2^M}{(1 - K_{p2}^M)} \cdot \left(1 - \frac{E_{r2}}{(E_{r1} + E_{r2})} \right) + \frac{B_{u2}}{E_2}, \quad (11.10)$$

де E_{r2} – обсяг електроенергії, який надходить від генеруючих джерел безпосередньо на 2-му класі напруги; E_{r1} – обсяг електроенергії, що трансформується з 1-го на 2-й клас напруги, МВт·годин; B_{u2} – втрати на передачу електроенергії на 2-му класі напруги, грн; E_2 – обсяг електроенергії, що передається на 2-му класі напруги, МВт·год.; K_{p2}^M – коефіцієнт нормативних ТВЕ на передачу на 2-му класі напруги, в.о.

11.2.6 Розрахунок тарифів на постачання електричної енергії

Тариф на постачання електричної енергії розраховують для споживачів відповідної групи (і). Вихідні дані і результати наведені в табл.11.9.

Тариф на постачання для 1-ї групи споживачів. Тариф на постачання для 1-ї групи споживачів розраховують в такий спосіб:

$$T_1^p = \frac{B^p}{(E_{c1}^p + K \cdot E_{c2}^p)}, \quad (11.11)$$

де B^p – витрати на постачання електричною енергією, грн.; E_{c1}^p , E_{c2}^p – обсяг електроенергії, спожитої відповідно 1-ю і 2-ю групами споживачів, МВт·год; $K = 5$ – коефіцієнт складності при виконанні ліцензованої діяльності з постачання електроенергії споживачам 2-ї групи.

Коефіцієнт складності, по-перше, зацікавлює обл(міст)енерго як постачальника поставляти електроенергію споживачам 2-ї групи (населенню), по-друге – зацікавлює споживачів 1-ї групи (всі інші споживачі, крім населення) купувати електроенергію в обл(міст)енерго як власника ліцензії на право виконання підприємницької діяльності з постачання за регульованим тарифом.

При розрахунках слід враховувати, що обсяг реалізації електроенергії повинен відповідати обсягам спожитої електроенергії за заявками споживачів, що забезпечуються енергоресурсами, підтвердженими НДЦ (РДЦ) і Міненерго України.

Тариф на постачання для 2-ї групи споживачів. Тариф на постачання для 2-ї групи споживачів розраховують у такий спосіб:

$$T_2^{\text{п}} = \frac{K \cdot B^{\text{п}}}{(E_{\text{с1}}^{\text{п}} + K \cdot E_{\text{с2}}^{\text{п}})}, \quad (11.12)$$

де $B^{\text{п}}$ – витрати на постачання електричної енергії, грн.; $E_{\text{с1}}^{\text{п}}$, $E_{\text{с2}}^{\text{п}}$ – обсяг електроенергії, спожитої відповідно 1-ю і 2-ю групами споживачів, МВт·год; $K = 5$ – коефіцієнт складності при виконанні ліцензованої діяльності з постачання електроенергії споживачам 2-ї групи.

12 ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Облік електроенергії є невід’ємною частиною нормального технічного та економічного функціонування електроенергетичної системи, що безпосередньо здійснюється за допомогою лічильників електричної енергії. Різноманіття особливостей і режимів роботи складових частин електроенергетичної системи позначилося на видах і способах обліку електричної енергії, а також типах лічильників.

12.1 Загальні положення

Основною метою обліку електричної енергії є одержання достовірної інформації про виробництво, передачу, розподіл і її споживання на оптовому й роздрібному ринках для розв’язання наступних основних техніко-економічних завдань [21-23, 24, 25]:

- фінансових розрахунків за електричну енергію й потужність між суб’єктами ринку (енергопостачальними організаціями й споживачами електроенергії) з урахуванням її якості;
- визначення й прогнозування техніко-економічних показників виробництва, передачі й розподілу електроенергії в енергетичних системах;
- визначення й прогнозування техніко-економічних показників споживання електроенергії на підприємствах промисловості, транспорту, сільського господарства, комунально-побутовим сектором та ін.;
- забезпечення енергозбереження й керування електроспоживанням.

Облік активної електроенергії повинен забезпечувати визначення її кількості (і в необхідних випадках середніх значень потужності) [26]:

- виробленої генераторами електростанцій;

- спожитої на власні й господарські потреби (роздільно) електростанцій і трансформаторних ПС, а також на виробничі потреби енергосистеми;
- відпущеної споживачам по лініях, що відходять від шин електростанцій безпосередньо до споживачів;
- переданої в мережі інших власників або отриманої від них;
- відпущеної споживачам з електричної мережі;
- переданої на експорт і отриманої по імпорту.

Організація обліку активної електроенергії повинна забезпечувати можливість:

- визначення відпуску електроенергії в електричні мережі різних класів напруги енергосистем;
- складання балансів електроенергії для госпрозрахункових підрозділів енергосистем і споживачів;
- контролю над дотриманням споживачами заданих їм режимів споживання й балансів електроенергії;
- розрахунків споживачів за електроенергію по чинних тарифах, у тому числі багатоставочним і диференційованим;
- керування електроспоживанням.

Облік реактивної електроенергії [26] повинен забезпечувати можливість визначення її кількості, отриманої споживачем від електропостачальної організації або переданої їй, якщо за цими даними проводяться розрахунки або контроль дотримання заданого режиму роботи пристроїв компенсації реактивної потужності.

Облік електроенергії проводиться на основі вимірів за допомогою лічильників електроенергії й інформаційно-вимірювальних систем.

Для обліку електроенергії повинні використовуватися засоби вимірів, типи яких затверджені Держстандартом і внесені до Державного реєстру засобів вимірів.

Державний метрологічний контроль і нагляд за засобами вимірів, які застосовуються при проведенні обліку електроенергії, здійснюється органами Держстандарту й акредитованими їм метрологічними службами на основі діючої нормативної документації.

12.2 Лічильники електричної енергії

Для обліку електроенергії використовують різні лічильники [27-29, 30], що відрізняються за принципом роботи, призначенням й способами включення. Це індукційні й статичні пристрої, які дозволяють здійснювати облік активної й

реактивно електроенергії щодо однофазних або трифазних споживачів при безпосередньому або трансформаторному включенні.

Індукційні лічильники електроенергії. Принцип роботи індукційного лічильника електроенергії полягає у взаємодії магнітних потоків двох котушок зі струмами, які індуктуються ними в рухливому диску. Схематичне обладнання однофазного лічильника показано на рисунку 12.1, де 1 і 2 являють собою котушки струму й напруги, а 3 – обертовий диск, звичайно виконаний з алюмінію й установлений на твердій осі 4, яка передає обертання диска до механічного лічильника 6, що забезпечує індикацію електроенергії. Постійний магніт 5 служить для створення гальмового моменту, що дозволяє регулювати частоту обертання диска.

Трифазні індукційні лічильники, залежно від способу виміру потужності (метод двох або трьох ватметрів), у загальному виді, являють собою сукупність однофазних лічильників, у яких використовуються дві або три рухливі системи (диска).

Відмінною рисою індукційних лічильників реактивної електроенергії є невеликі зміни в обладнанні обмоток або схемі їх включення [27]. Найбільше поширення одержали лічильники Бертгольда, у яких застосовуються додаткові обмотки на магнітопроводах послідовного ланцюга, напрямком намотування витків яких робиться зворотним у порівнянні з напрямком намотування основних обмоток.

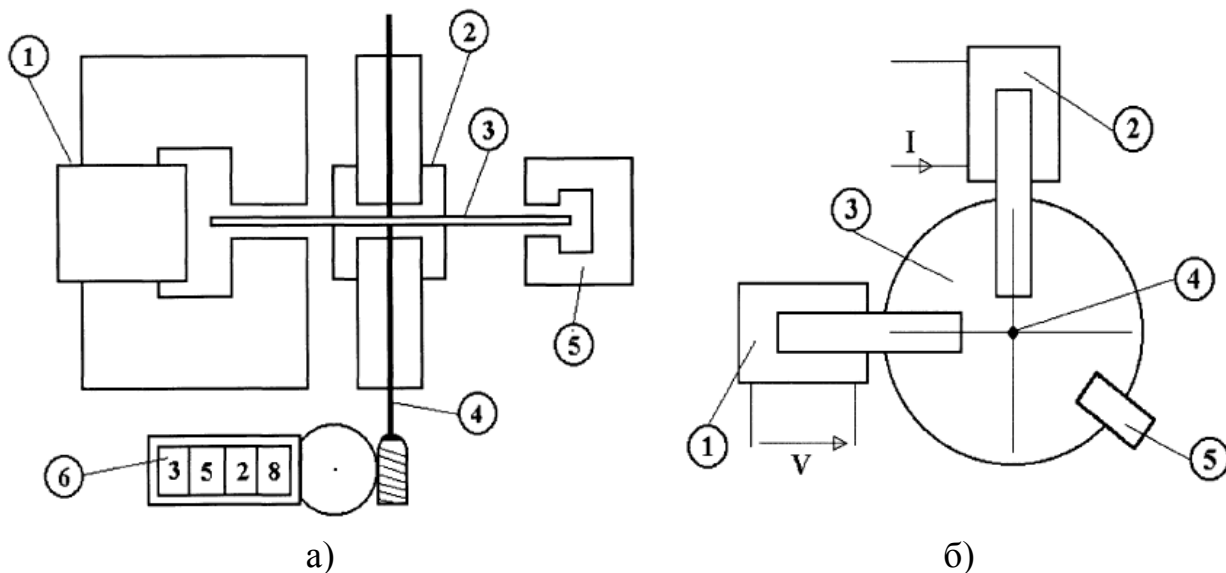


Рисунок 12.1 – Схематичне обладнання однофазного індукційного лічильника електроенергії:
а) вид збоку; б) вид зверху

Статичні лічильники електроенергії. Статичні лічильники електроенергії на відміну від індукційних не мають рухливих систем і в основі своєї роботи використовують не електромагнітний принцип перемножування струмів і напруг, а аналоговий або цифровий. У зв'язку із цим розрізняють електронні й цифрові лічильники електроенергії.

Функціональна схема електронного лічильника електроенергії, що пояснює його роботу, наведена на рисунку 12.2. Миттєві значення вхідних сигналів струму й напруги надходять на входи відповідних датчиків, що здійснюють масштабні перетворення вхідних величин. Далі вихідні сигнали датчиків передаються на аналоговий перемножник, вихідний сигнал якого пропорційний миттєвій потужності. Для визначення кількості, електроенергії що враховується, використовується інтегратор. Відображення і зберігання інформації про електроспоживання здійснюється за допомогою дисплея й обладнання пам'яті.

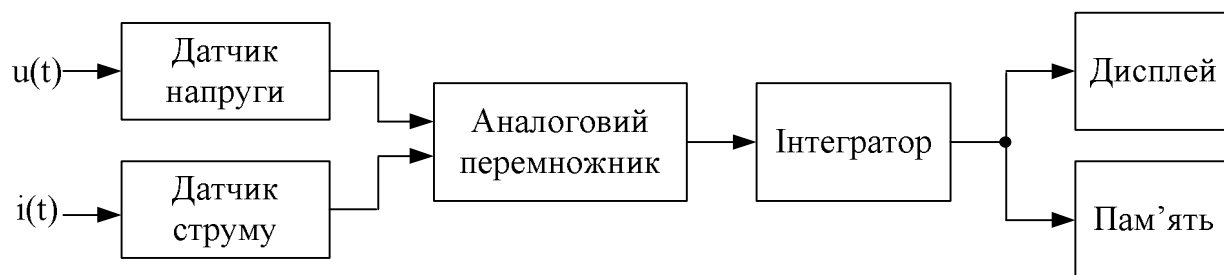


Рисунок 12.2 – Функціональна схема електронного лічильника електроенергії

Функціональна схема цифрового лічильника електроенергії наведена на рисунку 12.3. На відміну від електронного в цифровому лічильнику електроенергії вихідні сигнали датчиків струму й напруги перетворюються в цифровий код за допомогою аналого-цифрових перетворювачів. Подальше перемножування й інтегрування здійснюється в цифровому виді за допомогою мікропроцесора.

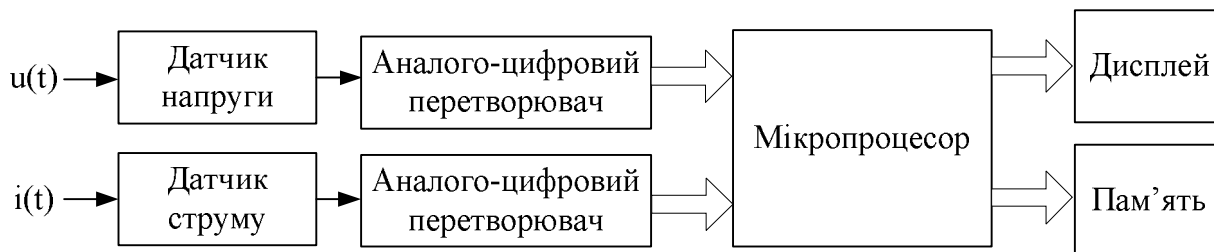


Рисунок 12.3 – Функціональна схема цифрового лічильника електроенергії

Слід зазначити, що цифрові пристрої мають більші переваги в порівнянні з іншими засобами обліку електроенергії, які полягають у можливості одержання додаткової інформації про спектральний склад струмів і напруг, їх

симетричних складових, різних фазових співвідношеннях. Можливе визначення показників якості електроенергії й відповідальності суб'єктів енергоринку за їхнє порушення. Визначення графіків навантажень, складання балансів електроенергії в місці проведення обліку й багато чого іншого.

12.3 Схеми включення лічильників електричної енергії

Схеми включення лічильників електроенергії залежать від способу виміру потужності, класу напруги, а також потужності споживачів. Найбільш загальними випадками включення лічильників електроенергії є способи трансформаторного включення по двох- і трьохелементним схемам виміру потужності [29].

Трьохелементний лічильник електроенергії. Схема включення трьохелементного лічильника електроенергії відповідає способу виміру активної потужності по методу трьох ватметрів [31], для якого необхідно знати всі фазні струми й напруги:

$$P = \operatorname{Re}(\underline{S}) = \operatorname{Re}\left[\underline{U}_A^* \underline{I}_A + \underline{U}_B^* \underline{I}_B + \underline{U}_C^* \underline{I}_C\right], \quad (12.1)$$

де \underline{U}_i ($i = A, B$ або C) – комплексне значення фазної напруги; \underline{I}_i^* – сполучений комплекс фазного струму.

Векторна діаграма струмів і напруг при правильному включенні трьохелементного лічильника електроенергії наведена на рисунку 12.4. Для її наочності параметри режиму роботи мережі прийняті симетричними й відповідними до індуктивного характеру навантаження ($\varphi_\phi = -30^\circ$).

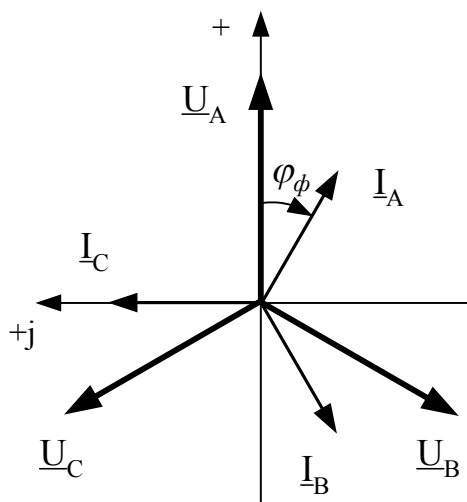


Рисунок 12.4 – Векторна діаграма струмів і напруг при правильному включенні трьохелементного лічильника електроенергії

Слід зазначити, що для даного типу лічильників електроенергії існує два різновиди схем включення, які визначаються струмовими ланцюгами. Це спосіб включення по десяти провідній схемі з незалежними (рис. 12.5) і восьми провідній схемі із залежними (рис. 12.6) вторинними вимірювальними ланцюгами струму. Підключення лічильника електроенергії по залежних струмових ланцюгах дозволяє зменшити витрати проводів або кількості жил контрольного кабелю вторинних ланцюгів, а також спростити процес його підключення.

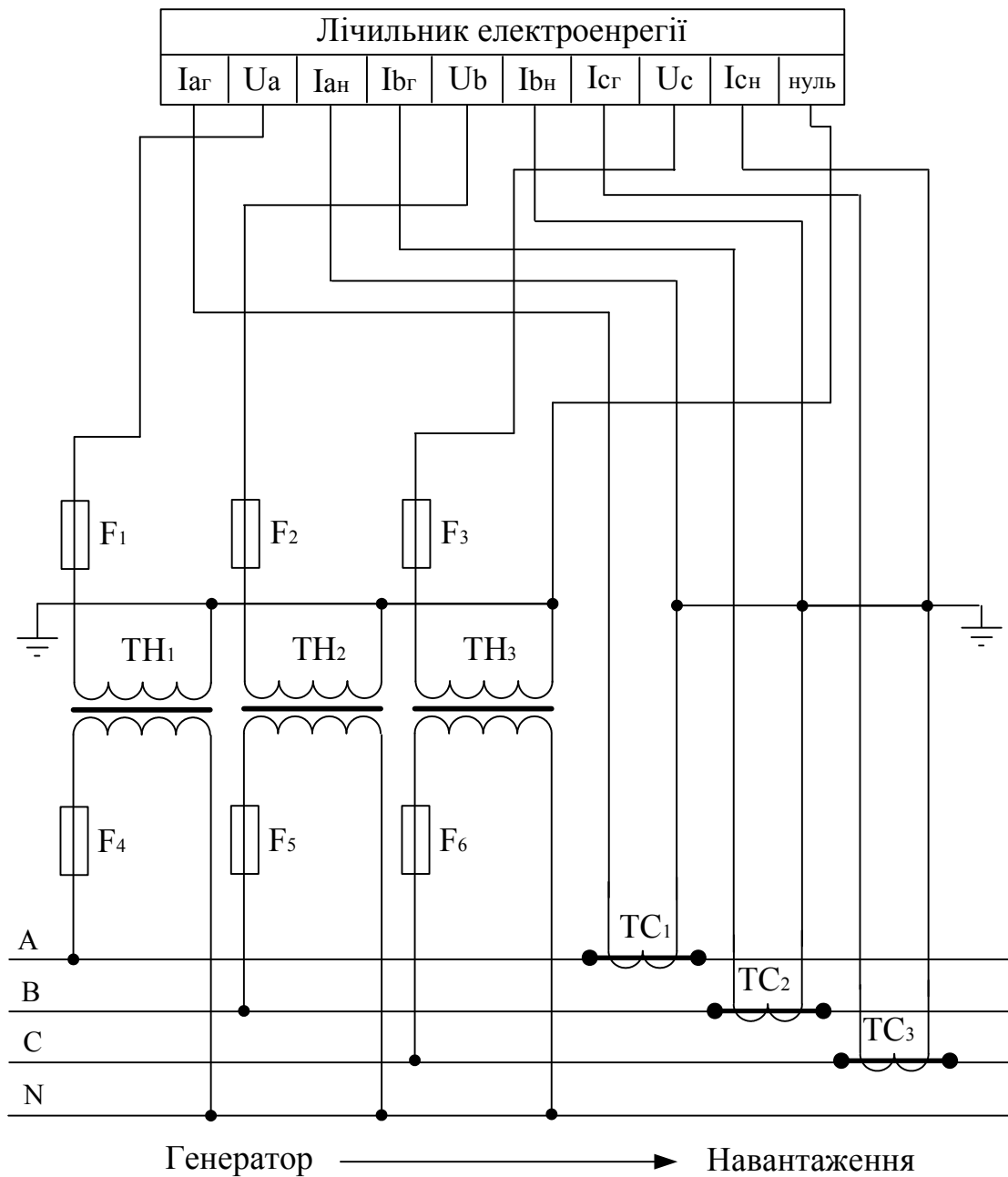


Рисунок 12.5 – Включення трьохелементного лічильника електроенергії за схемою десяти провідний

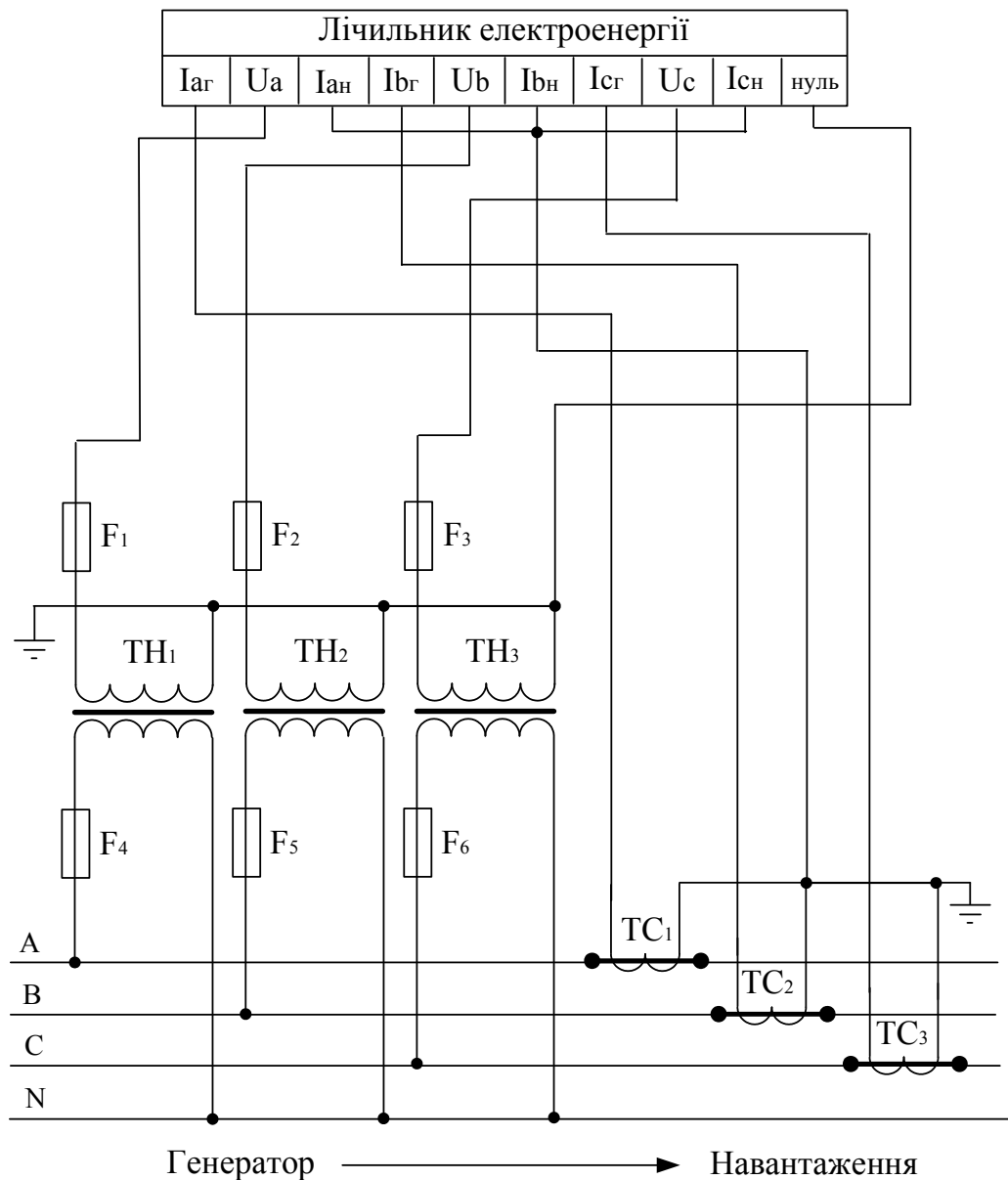


Рисунок 12.6 – Включення трьохелементного лічильника електроенергії за схемою восьми провідний

Двохелементний лічильник електроенергії. Схема включення двохелементного лічильника електроенергії відповідає виміру активної потужності по методу двох ватметрів (схема Арона) [31], для чого необхідно знати дві лінійні напруги й два фазні струми:

$$P = \operatorname{Re}(\underline{S}) = \operatorname{Re}\left[\underline{U}_{AB}^* \underline{I}_A + \underline{U}_{CB}^* \underline{I}_C\right], \quad (12.2)$$

де \underline{U}_{AB} й \underline{U}_{CB} – комплексні значення лінійних напруг, для яких загальним є один з потенціалів трифазної мережі (у цьому випадку фази В). Даний спосіб обліку електроенергії дає точний результат тільки при відсутності струму нульової послідовності, що характерно для мереж з ізольованої або компенсованої нейтраллю, а також у деяких випадках у живильних і системоутворюючих мережах [8], що характеризуються симетрією параметрів режиму їх роботи.

Векторна діаграма струмів і напруг, що характеризує правильне включення двоелементного лічильника електроенергії при $\varphi_{\text{л}} = -40^\circ$, наведена на рисунку 12.7.

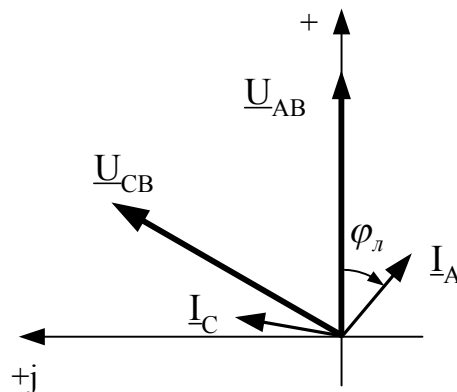


Рисунок 12.7 – Векторна діаграма струмів і напруг при правильному включенні двоелементного лічильника електроенергії

Для двоелементного лічильника електроенергії, як і для трьохелементного, існує також два різновиди схем його включення. Це семи (рис. 12.8, а) і шести (рис. 12.8, б) провідні схеми включення. Шестипровідна схема включення із залежними струмовими ланцюгами, крім економічних міркувань, використовується для одержання струму третьої фази, який необхідний для обліку реактивної електроенергії індукційними лічильниками.

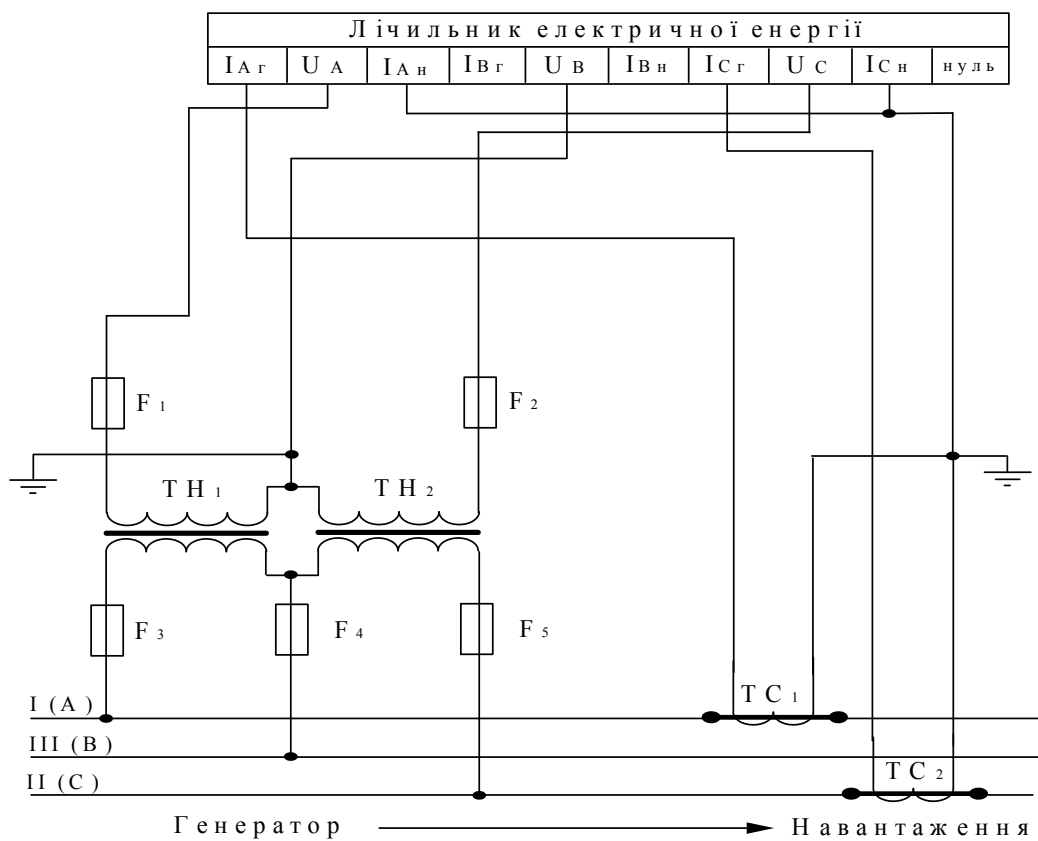
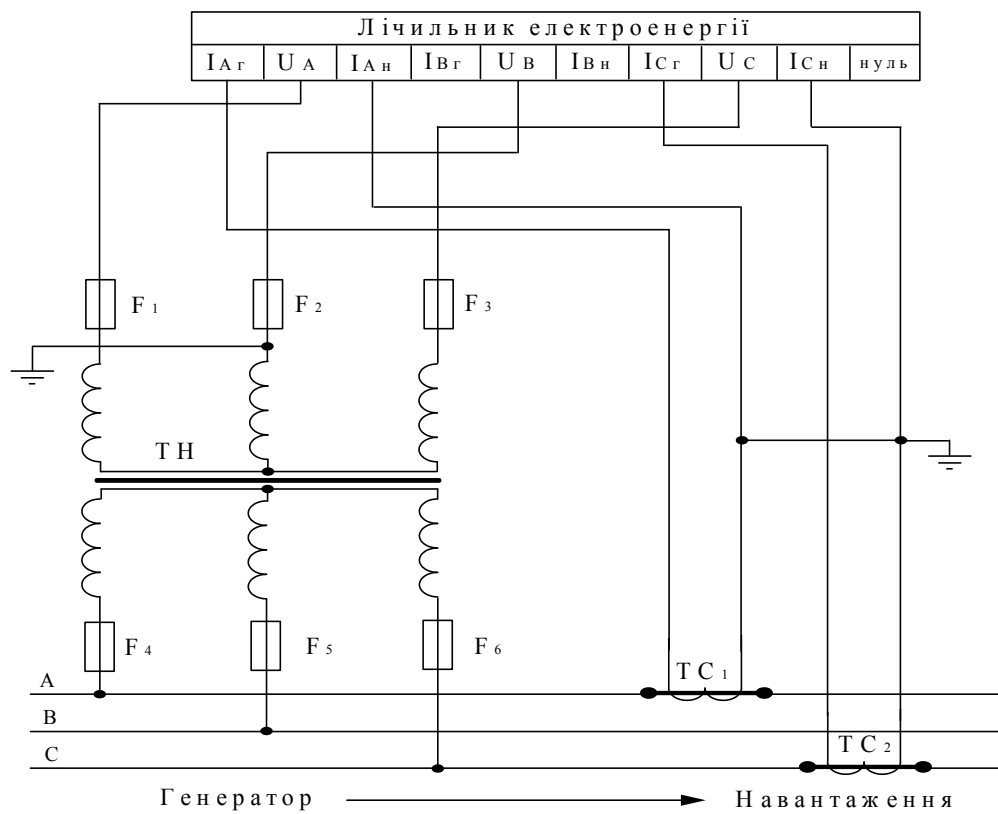


Рисунок 12.8 – Включення двоелементного лічильника електроенергії за схемою: *а* – семи провідною з одним трифазним ТН; *б* – шести провідною із двома однофазними ТН

13 ОРГАНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

З технічної точки зору головною вимогою нормального функціонування систем електропостачання є дотримання балансу потужності між споживанням електроенергії та її виробництвом. При цьому намагаються дотримуватися більш-менш рівномірного графіку навантаження енергосистеми, що забезпечує оптимальне використання генеруючих потужностей електростанцій з оптимальною витратою первинного палива. Для вирішення цього завдання проводять **організацію електроспоживання**, під якою розуміють комплекс заходів, спрямованих на раціональне живлення технологічного процесу підприємства разом з процесом регулювання споживання електроенергії.

Таким чином організація електроспоживання включає в себе планування і регулювання електроспоживання. **Плануванням електроспоживання** є встановлення показників, що визначають взаємовідносини між підприємством та енергопостачальною організацією, на основі оптимальної (за сукупністю цих показників) організації режимів роботи електроприймачів технологічних процесів підприємства з дотриманням умов, що забезпечують випуск продукції даної кількості та якості. **Регулюванням електроспоживання** називається здійснення організаційно-технічних заходів, які забезпечують регламентовані енергопостачальною організацією показники електроспоживання з мінімальним впливом на випуск підприємством продукції даної кількості та якості.

Згідно з правилами користування електричною енергією взаємовідносини підприємства з енергопостачальною організацією (енергосистемою) щодо електроспоживання визначається такими показниками:

- кількістю електроенергії, спожитої за розрахунковий період;
- максимальним значенням середньої активної потужності підприємства за півгодинний інтервал, який фіксується при максимальному навантаженні енергосистеми (півгодинний максимум активної потужності);
- максимальним значенням середньої активної потужності підприємства за півгодинний інтервал, який фіксується при максимальному навантаженні енергосистеми (півгодинний максимум реактивної потужності);
- середнім значенням реактивної потужності підприємства за час мінімального навантаження енергосистеми;
- показниками якості електричної енергії.

До регламентованих енергопостачальною організацією показників відносяться дозволене енергосистемою значення півгодинної активної потужності підприємства під час максимальних навантажень енергосистеми і гранично дозволена енергосистемою кількість активної електроенергії, яка буде спожита за розрахунковий період (**ліміт електроенергії**).

13.1 Класифікація заходів щодо організації електроспоживання

Усі розроблені підприємствами заходи з організації електроспоживання поділяються на дві групи [32].

Група 1. Заходи, що не потребують додаткових капіталовкладень. Для розробки й виконання цієї групи заходів необхідно провести організаційно-технічну підготовку, пов'язану, наприклад, зі зміною графіка роботи тих електроприймачів, які без шкоди можна перевести на роботу переважно поза годинами максимуму енергосистеми. Ці заходи мають також передбачати зміну режиму електроспоживання заздалегідь виявлених споживачів-регуляторів, які без істотного збитку можуть допустити довільно задані за кількістю і тривалістю перерви в роботі, або систематичні, щодобові перерви на кілька годин, або значні й тривалі зміни інтенсивності своєї роботи. До цієї групи заходів належать наступні способи організації електроспоживання:

1) збільшення продуктивності агрегатів і запасів сировини. З цією метою треба вивчити режим роботи агрегатів і цехів підприємства, виявити обсяги складів і наявність експлуатаційних запасів виробництва на різних ділянках; знайти критичну ділянку, що визначає гранично допустимий обсяг продукції. Стосовно добового графіку електричного навантаження енергосистеми при наявності агрегатів з вищою продуктивністю задається переривчастий режим роботи частини агрегатів, які створюють можливість утворити запаси виробництва;

2) відключення допоміжного устаткування і проведення профілактики технічного устаткування в максимум навантаження. До таких заходів належать перенесення часу зарядки акумуляторних батарей, які використовуються для живлення електровозів і електрокарів, і відключення транспортних механізмів у максимум навантаження енергосистеми. На промислових підприємствах у більшості випадків ремонтний персонал, який обслуговує цехове устаткування, працює в першу й другу зміни. Щоденна профілактика цього устаткування має виконуватися переважно в години максимуму енергосистеми. Необхідно обладнати електрокотли, електронагрівачі, електрокалорифери елементарною автоматикою, що відключає це устаткування в години максимуму й включає його після їх закінчення;

3) зміна режиму роботи енергоємних агрегатів протягом доби. Зміна режиму роботи агрегатів з урахуванням регулювання електроспоживання дає змогу перерозподілити потужність споживачів між змінами так, щоб зменшити потужність у вечірню зміну. Такі агрегати, як перекачувальні помпи, насоси для відкачки води, очисні, компресорні установки й інші, мають переривчастий

режим роботи, зумовлений технологією виробництва або санітарними умовами. Для забезпечення надійності роботи або наявності резерву на підприємствах кількість цих агрегатів, як правило, більша, ніж потрібно технологією виробництва. Використання резерву продуктивності даних агрегатів поза годинами максимуму навантаження енергосистеми створює можливість знизити потужність підприємства в цей час;

4) почергове завантаження і зупинка однотипних агрегатів у режимі максимуму навантаження. З метою зниження максимуму навантаження енергосистеми необхідно організувати й підтримувати спільний режим роботи енергоємних агрегатів, таких, як дугові печі, при якому періоди розплаву в печах не збігаються в часі, що дасть змогу знизити потужність підприємств і вирівняти графіки навантаження мереж.

5) виконання капітальних і середніх ремонтів основного устаткування в зимовий період.

Група 2. Заходи, здійснення яких потребує додаткових капіталовкладень:

- 1) установка устаткування з інтенсивнішим режимом роботи;
- 2) спорудження додаткових складів, площ для зберігання запасів сировини й проміжного продукту;
- 3) установка додаткових потужностей;
- 4) установка маневренішого устаткування з поліпшеними енергетичними характеристиками.

Розглянуті заходи 2-ї групи, що розробляються насамперед технологічними службами, мають на меті (як і заходи п.1 групи 1) створення запасів виробництва, що дає змогу працювати підприємству в години максимуму енергосистеми з нижчим електроспоживанням.

Усі заплановані заходи 1-ї групи зі зниження електроспоживання мають розроблятися разом з технологічними службами підприємств з метою оцінки їхнього впливу на виробничий процес.

Перелік усіх зазначених заходів з організації електроспоживання, які називаються регульовальними, має бути представлений для кожного підприємства за єдиною формою з виділенням:

- а) постійно діючих протягом усього року, спрямованих на оптимізацію режимів електроспоживання;
- б) заходів, що діють в осінньо-зимовий період і забезпечують зниження максимуму навантаження енергосистеми в цей час;
- в) перспективних заходів.

13.2 Організація споживання й відключення електричної енергії

Заходи з організації електроспоживання розробляються службою головного енергетика підприємств разом з технологічними службами і затверджуються головним інженером. Результати розробки заходів щодо організації електроспоживання доцільно оформляти у вигляді диспетчерських графіків (рис. 13.1) включення і відключення об'єктів підприємства (ділянок, цехів, споживачів-регуляторів). Затверджені головним інженером диспетчерські графіки є основою для планування електроспоживання.

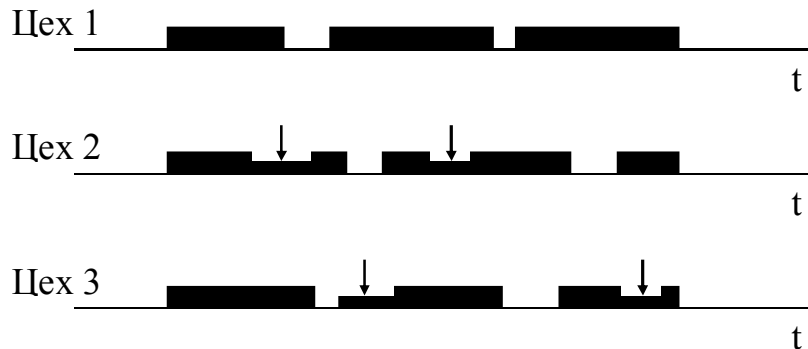


Рисунок 13.1 – Приклад диспетчерських графіків включення і відключення об'єктів виробництва (стрілкою показані періоди зі зниженим електропостачанням)

Результати розрахунків з планування електроспоживання оформляють у вигляді графіків і показників, необхідних для оформлення договору з енергопостачальною організацією. Диспетчерські графіки й планові показники електроспоживання є основою ведення поточних режимів. Планові показники й заходи з організації електроспоживання коригують з урахуванням умов і вимог енергопостачальної організації (рис. 13.2).

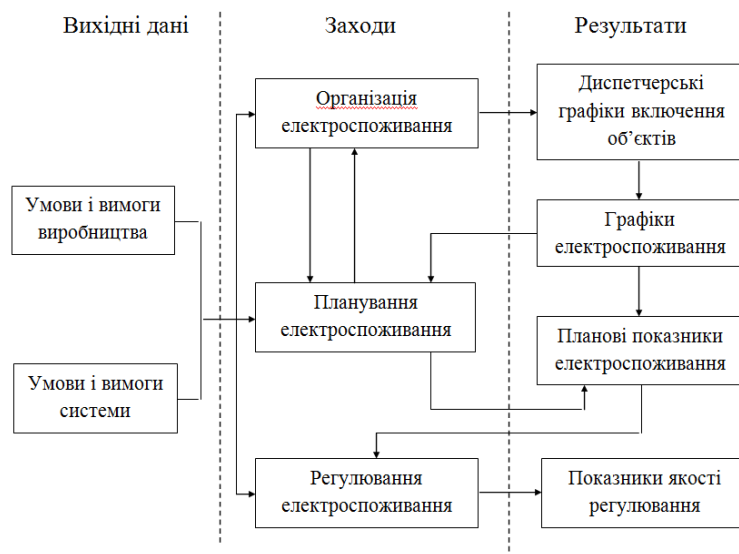


Рисунок 13.2 – Структурна схема взаємозв'язків і послідовності розробки заходів з організації, планування та регулювання електроспоживання

13.3 Системи регулювання і обліку електроспоживання

13.3.1 Класифікація систем регулювання

Під системою регулювання будемо розуміти комплекс методів (законів) керування і технічних засобів, за допомогою яких здійснюються збір, обробка інформації і видача керуючих команд (рис. 13.3). За наявності таких складових, як лічильники C , інформаційно-обчислювальний пристрій ІОМ, енергодиспетчер ЕД, канали телемеханіки КТ, автоматизоване робоче місце АРМ, порадник диспетчера ПД і виробництва В, системи регулювання поділяються на диспетчерські, автоматизовані й автоматичні.

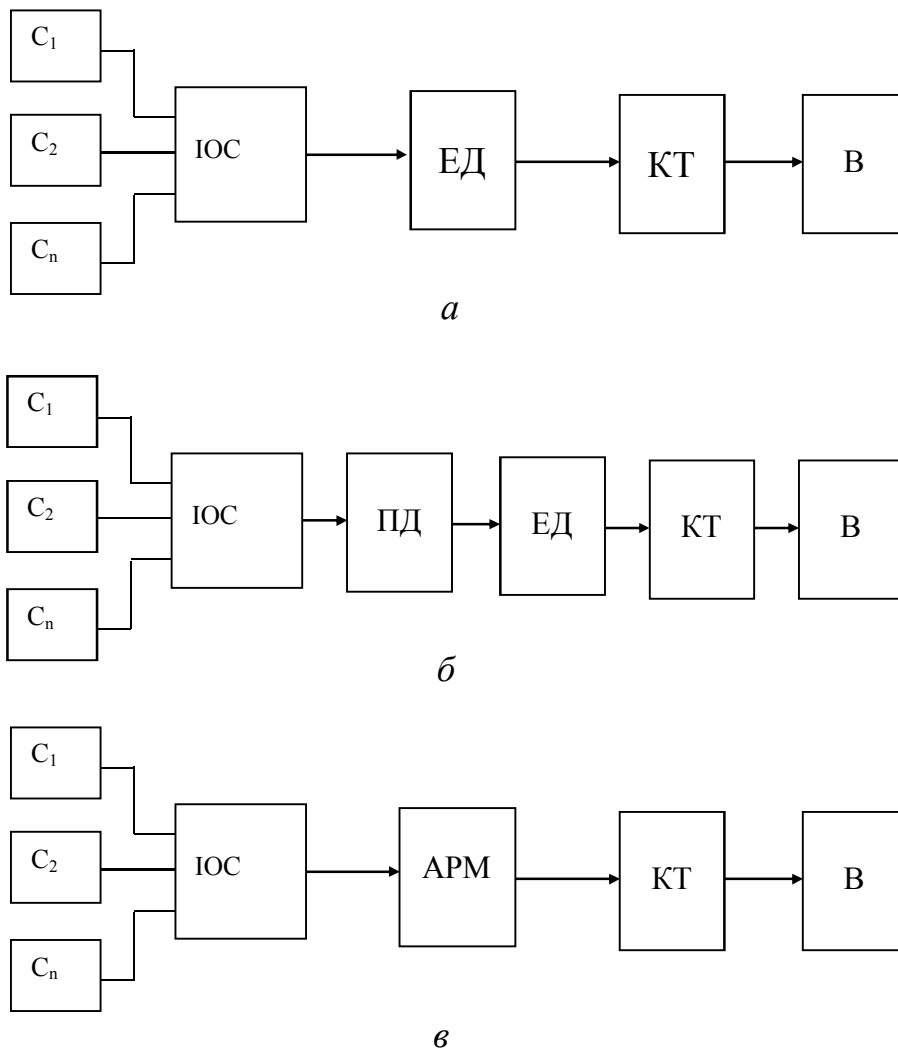


Рисунок 13.3 – Структурні схеми систем регулювання електроспоживання:

а – диспетчерська; *б* – автоматизована; *в* – автоматична

Диспетчерські системи регулювання. Ці системи характеризуються наявністю технічних засобів збору, первинної обробки й надання інформації ЕД у вигляді, зручному для використання при регулюванні потужності

підприємства. Вибір способу керування, визначення величини й моменту регулюючого впливу здійснюється ЕД на основі знання технологічного процесу підприємства і за погодженням передбачуваного рішення з технологічним диспетчером.

ЕД за каналами телемеханіки видає команди на зміну режиму роботи споживачів-регуляторів. Структуру диспетчерської системи регулювання потужності показано на рисунку 13.3, а. Одержувані дані про електроспоживання за час, що минув від початку фіксованого півгодинного інтервалу, використовуються ЕД для прийняття рішення з регулювання потужності підприємства з метою підтримки її середнього значення в межах встановленого ліміту в години максимуму навантаження енергосистеми.

Автоматизовані системи регулювання. На відміну від диспетчерських систем, вони містять пристрої, які на основі одержуваної інформації про електроспоживання розраховують величину регулюючого впливу і видають ЕД один або кілька можливих варіантів впливу на споживачі-регулятори (рис. 13.3, б) – ПД. Енергодиспетчер на основі аналізу ситуації, власного досвіду й інтуїції вибирає найбільш прийнятний у реальних умовах варіант регулювання і по каналах телемеханіки видає команду на зміну режиму роботи споживачів-регуляторів. Можливість автоматизованого керування електроспоживанням закладена в системах ІЛСЕ1-32, ІВСЕ1-48.

Автоматичні системи виконують збір і обробку інформації про електроспоживання, розрахунок керівного впливу, ініціювання та передачу сигналів керування споживачам-регуляторам (рис. 13.3, в). Автоматичні системи не виключають можливості участі диспетчерського персоналу в регулюванні електроспоживання. Автоматичне регулювання потужності підприємств може здійснюватися згаданими вже системами ІВСЕ1-48 і ІЛСЕ1-32, а також автоматичним регулятором максимальної потужності (АРМП).

13.3.2 Одержання, обробка і надання інформації про електроспоживання

Регулювання електроспоживання зумовлює наявність у системі електропостачання засобів збору, передачі, обробки й надання інформації про електроспоживання в такій формі, що дає змогу використати її для регулювання режиму навантаження.

Очевидно, що крім безпосередньої інформації про електроспоживання, наприклад, про значення витрат електроенергії або середньої потужності

підприємства за певний час, необхідно мати дані про режими роботи електроприймачів, а також про режими роботи споживачів-регуляторів. Важливою умовою для якості регулювання є оперативність одержання потрібної інформації.

Тепер на більшості підприємств дані про електроспоживання фіксуються електричними лічильниками або лічильниками з вказівником максимальної потужності. Збір і обробка інформації для здійснення регулювання потужності всього підприємства при використанні їх приладів досить уповільнені, при цьому не дотримується умова оперативності одержання вихідної інформації.

Для проведення регулювання збір і обробка інформації про електроспоживання мають одержуватися автоматично. Дані про споживання електроенергії і середньої потужності за певний інтервал часу при регулюванні мають надходити на центральний диспетчерський пункт у вигляді, зручному для використання. Таким вимогам відповідають автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи обліку й контролю електроенергії різного типу, які все більше застосовуються на різних підприємствах. Вони забезпечують технічний і комерційний облік спожитої електроенергії відповідно до чинних тарифів, контроль витрат енергії, видачу необхідної інформації для диспетчера (обсяг споживання і середню потужність підприємства за контрольований інтервал часу) у цифровій формі, контроль і фіксацію перевищення ліміту електроспоживання і максимальної результуючої півгодинної потужності.

Складовою частиною цих систем є інформаційно-обчислювальний пристрій ІОП, який виконує попередню обробку інформації, що надходить від датчиків. Як датчики використовують лічильники електроенергії з вмонтованими фотоелектричними перетворювачами або лічильники електронної системи.

14 ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ І ЗАХОДИ

14.1 Основні форми економії і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів

Основним джерелом паливної енергії є нафтопродукти. Значна роль приділяється також електроенергії, природному і зрідженому газу. Не виключаються такі види джерел енергії, як вугілля, дрова та ін. [33].

Ціни на паливно-енергетичні ресурси (ПЕР) істотно впливають на частку різних джерел енергії в структурі споживання, а також на якість використання енергії. У зв'язку з цим ціноутворення покликане стати невід'ємним елементом

політики стимулювання економії енергії. У процесі ціноутворення враховується обмежена кількість традиційних ПЕР. На думку вчених і практиків, підвищення цін на паливо неминуче веде до його економії, що на початковому етапі виражається у зниженні споживання ПЕР без зміни технології і переоснащення виробництва. На другому етапі споживачі прагнуть знайти шляхи енергозбереження за рахунок удосконалювання заходів щодо енергопостачання, модернізації процесів трансформації енергії. Нарешті, на третьому етапі, починається впровадження удосконалених технологічних прийомом, що забезпечують велику ефективність, утилізація традиційних видів енергії, а також активне залучення у виробництво альтернативних енергоносіїв.

Головна роль у стимулюванні ощадливої витрати ПЕР приділяється державі. Шляхом прийняття відповідних законодавчих і нормативних актів, проведення грамотної політики цін і податків держава здатна забезпечити деякі обмеження споживання енергоресурсів. За впровадження заходів з раціонального використання й економії енергії слід надавати пільги, позики, пособия, субсидії і тим самим стимулювати енергозбереження.

На сьогоднішній день існує кілька напрямків проектів економії і раціонального використання палива й енергії, реалізація яких дає як практично миттєвий, так перспективний економічний ефект.

Перший напрямок – організаційно-економічний. Першорядними формами економії і раціонального використання ПЕР у рамках цього напрямку слід вважати оптимізацію структур господарських суб'єктів з урахуванням потенційних можливостей природнокліматичних зон їхнього розміщення, нормування витрати палива, теплової та електричної енергії, облік, контроль і стимулювання економії ПЕР, організацію раціональної експлуатації енергетичного устаткування.

Другий, не менш важливий і значущий напрямок раціонального використання й економії ПЕР – технологічний, що передбачає зміну чи залучення нових, менш енергоємних технологій.

Важливим моментом при визначенні і реалізації науково-технічної політики енергозбереження держави повинна бути розробка прогресивної системи машин і технологій. Тільки в конкретній технології виробництва визначеного виду продукції можна оцінити вплив тієї чи іншої машини на кінцевий результат – її істину ефективність. При цьому виявляється її енергетична економічність, багатофункціональність, металоємність.

Тому **третім** напрямком раціонального використання і економії ПЕР слід вважати технічний напрямок, в рамках якого істотне зниження питомих витрат палива, теплової та електричної енергії базується на впровадженні принципово

нових машин і механізмів. Не виключається можливість експлуатації модернізованої техніки. При цьому модернізація технічних засобів покликана, в кінцевому рахунку, досягти більш високого рівня енергетичного коефіцієнту корисної дії, в іншому разі варто замінити їх на більш удосконалені технічні засоби.

У сучасних умовах важливу роль відіграє автоматизація регулювання використання енергоресурсів в оптимальних режимах. Цей процес припускає активне впровадження приладів і автоматизованих систем обліку і контролю за витратою палива й енергії в паливних і електричних мережах, котельних установках, безпосередньо в електроприймача.

Чисельними електроприймачами, при експлуатації яких проводять заходи з економії енергії, слід вважати електроприводи машин, прилади електрообігріву і освітлення. На економічність передачі електроенергії електромережами помітний вплив справляє їхня конфігурація і завантаження електроустаткування. Так сільські електричні мережі мають велику довжину і невисоку щільність навантажень, будуються найчастіше у вигляді радіальних ліній з мінімальною кількістю перемичок, які кільцюють. Це виключає можливість організації оптимальних потокоросподілів і викликає додаткове падіння напруги і втрати електроенергії в мережах, тим самим підвищуючи собівартість її передачі.

Четвертий напрямок – структурно-енергетичний, що допускає в перспективі заміщення дефіцитних енергетичних ресурсів більш дешевими і доступними видами енергії, наприклад, енергії сонця, вітру, теплоти геотермальних вод, енергії водних припливів і відливів, відходів сільськогосподарського виробництва.

14.2 Основні напрямки економії електроспоживання

Економічний потенціал енергозбереження визначається як технічно можливе й економічно доцільне зниження споживання енергії без зменшення обсягів виробництва шляхом реалізації енергозберігаючих заходів, упровадження енергоекономічних технологій, техніки, залучення в енергобаланс нетрадиційних джерел енергії. У зв'язку з цим виділяють наступні основні напрямки й заходи щодо економії електроенергії:

- 1) скорочення втрат в електричних мережах;
- 2) регульований електропривод – ревзія і точне узгодження привода з навантаженням; розробка і впровадження регульованих електроприводів; використання систем регулювання на працюючих приводах;

3) енергоекономні системи і засоби освітлення приміщень - заміна ламп накаливання компактними люмінесцентними лампами з високою світловою віддачею; використання систем регулювання освітлення;

4) впровадження енергоекономних електротехнологій замість традиційних (механічних чи теплових);

5) організація експлуатації електро- і енергоустаткування, а також якісного і своєчасного ремонту;

6) впровадження енергоекономних освітлювальних, опалювальних і інших систем, приладів і технічних засобів у побуті й соціальній сфері - нові енергоекономні технічні засоби, електрифікована побутова техніка; акумуляційні системи для опалення і нагрівання води;

7) економія електроенергії в електротеплових процесах виробництва;

8) використання рослинних і деревних відходів для вироблення газоподібного і рідкого палива, які частково використовуються для виробництва електроенергії – одержання біогазу з відходів тваринництва, а також генераторного газу і рідкого палива, використання їх для вироблення електроенергії;

9) використання поновлюваних джерел енергії для перетворення їх в електричну енергію – фотоелектричні установки; вітроенергетичні установки; гідроелектростанції;

10) реалізація орг і техзаходів обліку та економії електроенергії – пооб'єктний облік витрати електроенергії; багатотарифна система обліку; заохочення за економію і штрафи за перевитрату енергії; засоби регулювання параметрів електрифікованих процесів і витрати електроенергії.

14.3 Економічна оцінка енергозберігаючих технологій

Енергозберігаючу політику як комплекс заходів для корінного поліпшення використання енергоресурсів у народному господарстві необхідно спрямувати на удосконалення трьох основних складових:

- підвищення коефіцієнта корисного використання енергоресурсів шляхом вдосконалення всього апарата видобутку (виробництва), перетворення, розподілу і споживання енергетичних ресурсів;

- скорочення витрат кінцевої енергії на потреби виробництва і соціально-побутової сфери;

- заміну дорогих і обмежених видів палива більш дешевими і доступними джерелами енергії, зокрема поновлюваними енергоресурсами.

Енергоспоживання як економічна категорія визначає величину, структуру, якість енергоресурсів, їхню вартість і енергетичну віддачу. Поряд з рівнем енергозбереження і електроозброєністю праці вони покликані стати факторами, які формують економічну ефективність виробництва, що впливають як на досконалість застосовуваних технологій, так і на витрати виробництва. У свою чергу, величина прибутку і рентабельність істотно вплинуть на зростання оплати праці, підвищення соціально-економічного рівня життя працівників, позитивно відбиваються на процесі впровадження досягнень науково-технічного прогресу, в тому числі сфери економії паливно-енергетичних ресурсів.

Енергозберігаючі заходи мають на меті освоєння нових нестандартних енергозберігаючих технологій, модернізацію діючих, заміну застарілого енергетичного обладнання і технологій. При економічній оцінці конкретних кроків щодо економії енергоресурсів слід підрахувати на початковому етапі величину необхідних капітальних вкладень і поточних витрат на експлуатацію впроваджуваного устаткування.

1. Капітальні вкладення в енергозберігаючі технології:

$$K = \sum_{i=1}^n K_i, \quad (14.1)$$

де K_i – капіталовкладення в окремі елементи енергозберігаючої технології, грн.; n – кількість елементів.

2. Поточні витрати – експлуатаційні витрати по устаткуванню енергозберігаючої технології:

$$EB = 3\Pi + H_{3\Pi} + A_B + P_{TO} + C_E + I_B, \quad (14.2)$$

де 3Π – заробітна плата обслуговуючого персоналу, грн.; $H_{3\Pi}$ – нарахування на заробітну плату, грн.; A_B – амортизаційні відрахування, грн.; P_{TO} – витрати на ремонт і технічне обслуговування, грн.; C_E – вартість енергоресурсів що споживається, грн.; I_B – інші витрати, грн.

Показники економічної ефективності енергозберігаючих технологій.

1. Економія енергетичних ресурсів:

$$E_{EP} = \left(\frac{C_{E\delta}}{B\Pi_{\delta}} - \frac{C_{En}}{B\Pi_n} \right) \cdot B\Pi_n, \quad (14.3)$$

де $C_{E\delta}$ і C_{En} – вартість енергоресурсів що споживається у базовому і проектному варіантах, грн.; $B\Pi_{\delta}$ і $B\Pi_n$ – обсяг валової продукції (обсяг робіт) у базовому і проектному варіантах, ц.

2. Комерційний економічний ефект:

$$E_K = \left(\frac{EB_{\delta}}{BP_{\delta}} - \frac{EB_n}{BP_n} \right) \cdot BP_n, \quad (14.4)$$

де EB_{δ} і EB_n – експлуатаційні витрати в базовому і проектному варіантах, грн.

3. Строк окупності капіталовкладень в енергозберігаючу технологію:

$$T_K = \frac{K_B}{E_K}. \quad (14.5)$$

4. Коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень:

$$E_{\phi} = \frac{E_K}{K_B} = \frac{1}{T_K} > E_H = 0,10, \quad (14.6)$$

де E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($E_H=0,1$).

5. Енергоємність виробництва продукції (робіт):

$$E_{E\delta} = \frac{Q_{E\delta}}{BP_{\delta}}, \quad E_{En} = \frac{Q_{En}}{BP_n} \quad (14.7)$$

де $Q_{E\delta}$ і Q_{En} – обсяг споживаних енергоресурсів, кВт·год.

6. Порівняльний економічний ефект за розрахунковий період:

$$E_T = \frac{E_K - (K_{Bn} - K_{B\delta}) \cdot E_H}{E_H + R_t}, \quad (14.8)$$

де R_t – норма відрахувань на реновацію технічних засобів з врахуванням фактору часу.

7. Середньорічний економічний ефект:

$$E_{CP} = \frac{E_T}{T_P}, \quad (14.9)$$

де T_P – розрахунковий період, рік.

Список джерел

1. Козлов В. А. Электроснабжение городов: 3-е изд., перераб. и доп. / В. А. Козлов. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1988. – 264 с.
2. Федоров А. А. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / А. А. Федоров, Э. М. Ристхейн. – Москва: Энергия, 1981. – 360 с.
3. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С. Д. Волобринский, Г. М. Каялов, П. Н. Клейн, Б. С. Мешель. – Москва : Энергия, 1964. – 154 с.
4. Кузнецов В. С. Электроснабжение и электроосвещение городов: учеб. пособие / В. С. Кузнецов. – Минск : Вышэйшая школа, 1989. – 136 с.
5. Электроснабжение цеха промышленного предприятия / Под ред. А. П. Титова. – Москва : Изд-во МЭИ, 1990. – 256 с.
6. ДБН В.2.5-23:2010 Проектирование электрооборудования объектов гражданского значения. – Киев : Министерство регионального развития и строительства Украины, 2010. – 106 с.
7. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий : Учеб. для вузов / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – Москва : Энергия, 1979. – 408 с.
8. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Блажко Ю. М. Електропостачання міст: навчальний посібник / Ю. М. Блажко. – Київ : НМК ВО, 1992. – 256 с.
10. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : Учебник для электротехнических и энергетических ВУЗов и факультетов / С. А. Ульянов. – Москва : Энергия, 1970. – 530 с.
11. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
12. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. – Введ. 1999-01-01. – Киев : Госстандарт Украины, 1999. – 33 с.
13. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения: учебник для вузов / Под ред. В. А. Андреева. – Москва : Высш. школа, 1975. – 392 с.
14. ГОСТ 14209 – 97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – Введ. 2002-01-01. – Киев : Госстандарт Украины, 2002. – 82 с.

- 15.Поспелов Г. Е. Энергетические системы / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск : Вышэйш. школа, 1974. – 272 с.
- 16.Боровиков В. А. Электрические сети энергетических систем: учебник для техникумов / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – 3-е изд., перераб. и доп. – Ленинград : Энергия, 1977. – 392 с.
- 17.Кальченко В. М. Система регулювання енергетики України [Текст] / В. М. Кальченко / Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2006. – №5. – С. 18-29.
- 18.Дранник О. Энергорынок Украины: становление и развитие. [Текст] / О. Дранник, В. Кулагина, А. Романов / Энергорынок. – 2004. – №4.
- 19.Про затвердження Правил користування електричною енергією Постанова НКРЕ 31.07.96 N 28 (у редакції постанови НКРЕ від 17.10.2005 N 910 (z1399-05)): зареєстровано в Міністерстві юстиції України 2 серпня 1996 р. за N 417/1442 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/z0417-96>.
- 20.Тимчасова методика розрахунку роздрібного тарифу на спожиту електроенергію, тарифу на передачу електроенергії місцевим (локальним) електромережам та тарифу на постачання електроенергії (до введення в дію розрахунку тарифів за 4 класами напруги). Національна комісія регулювання електроенергетики України. Постанова від 6 травня 1998 року № 564.
- 21.Про затвердження Правил Оптового ринку електричної енергії України в редакції, затвердженій Радою ринку від 4 вересня 2003 р.: постанова від 23.07.2003 №921 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.nau.ua/doc/?code=n0002227-96>.
- 22.Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности: постановление от 27 декабря 2010 г. №1172 [Електронний ресурс]. – Режим доступа : <http://government.ru/documents/>.
- 23.Головкин П. И. Энергосистема и потребители электрической энергии / П. И. Головкин. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 360 с.
- 24.Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении: РД 34.09.101-94: утв. Главгосэнергонадзором РФ 02.09.94: взамен И 34-34-006-83: ввод в действие с 01.01.95 [Електронний ресурс]. – Режим доступа : http://tipovoy-proekt.ru/normativ/norm_rd_3_2.html.

25. Правила учета электрической энергии: утв. Минтопэнерго РФ 19.09.96, Минстроем РФ 26.09.96 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.energy-law.ru/law>.
26. Правила устройства электроустановок. – Харьков : Изд-во «Форт», 2009. – 704 с.
27. Вострокнутов Н. Г. Электрические счетчики и их эксплуатация / Н. Г. Вострокнутов. – 6-е изд., перераб. – Москва – Ленинград : Госэнергоиздат, 1959. – 279 с.
28. Труб И. И. Обслуживание индукционных счетчиков и цепей учета в электроустановках / И. И. Труб. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1983.
29. Схемы включения счетчиков электрической энергии: практическое пособие / Авт. – сост. В. А. Рошин; под ред. Я. Т. Загорского. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 64 с.
30. Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения: учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей / А. А. Виноградов, О. Г. Гриб, П. П. Рожков и др. – Белгород : Изд-во БГТУ, 2009. – 203 с.
31. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники: учебник для студентов энергетических и электротехнических вузов / Л. А. Бессонов. – 6-изд. перераб. и доп. – Москва : «Высш. школа», 1973. – 752 с.
32. Черемісін М. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням : посібник для вищих навчальних закладів / М. М. Черемісін, В. М. Зубко. – Харків: Факт, 2005. – 192 с.
33. Водяников В. Т. Экономическая оценка энергетики АПК: учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В. Т. Водяников. – Москва : ИКФ «ЭКМОС», 2002. – 304 с.

Навчальне видання

КАЛЮЖНИЙ Дмитро Миколайович,
КАРЮК Андрій Олександрович,
ЩЕРБАК Ірина Євгенівна

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
з курсу

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА
ЕЛЕКТРОЗБЕРЕЖЕННЯ

*(для студентів 4 курсу денної та заочної форм навчання за напрямом
підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології,
та слухачів другої вищої освіти
зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання)*

Відповідальний за випуск *Д. М. Калюжний*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2013, поз. 64Л

Підп. до друку 08.09.2016

Формат 60x84/16

Друк на ризографі

Ум. друк. арк. 9,8

Тираж 50 пр.

Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Революції, 12, Харків, 61002

Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 4705 від 28.03.2014 р.